

**UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE DIREITO**



**RENATO FERNANDES DE CASTRO**

**A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E OS PROBLEMAS  
CONCORRENCIAIS NO CENÁRIO LUSO-BRASILEIRO**

**LISBOA**

**2020**

**RENATO FERNANDES DE CASTRO**

**A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E OS PROBLEMAS  
CONCORRENCIAIS NO CENÁRIO LUSO-BRASILEIRO**

Dissertação com vista à obtenção do grau de  
Mestre em Direito e Economia na Faculdade  
de Direito da Universidade de Lisboa.

Orientadora: Professora Doutora Maria Paula  
Vaz Freire

**LISBOA**

**2020**

**Renato Fernandes de Castro**

**A regulação do transporte de gás natural e os problemas concorrenciais no cenário  
lusó-brasileiro**

Dissertação com vista à obtenção do grau de  
Mestre em Direito e Economia na Faculdade  
de Direito da Universidade de Lisboa.

Lisboa, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2020.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Professora Doutora Maria Paula Vaz Freire – Orientadora  
Universidade de Lisboa

---

Professor(a) Doutor(a)  
Universidade de Lisboa

---

Professor(a) Doutor(a)  
Universidade de Lisboa

## RESUMO

Esta dissertação inscreve-se no âmbito do Mestrado em Direito e Economia ministrado pela Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa e visa a discutir a regulação do transporte de gás natural e os problemas concorrenciais no cenário luso-brasileiro. De início, a presente análise retrata, brevemente, a história da indústria de gás natural como fonte de energia e aborda de que forma esse energético foi inserido nos mercados europeu e português, e, posteriormente, no Brasil. Também são expostos os desafios que esse importante combustível possui para se consolidar como uma energia no futuro. Na sequência, é discutido como a crise internacional da economia nos anos de 1970 alterou o papel do Estado, que até então era caracterizado pela sua intervenção keynesiana e passou para um novo modo de atuação, com o surgimento do Estado Regulador, responsável pela condução da economia em prol do mercado, para desenvolver os setores econômicos estratégicos e de infraestrutura, incluindo o de gás natural. Nesse contexto, discorre-se sobre como a regulação desse setor se desenvolveu na União Europeia e em Portugal, a fim de demonstrar como os Estados europeus solucionaram questões relevantes que impactavam o acesso às infraestruturas do sistema de transporte de gás natural e a concorrência setorial, uma vez que o setor era caracterizado por sérios problemas de restrições verticais de acesso às infraestruturas e a gestão das redes de gás natural era realizada de maneira pouco transparente e independente. Nesse sentido, é importante considerar que a implementação de alterações legislativas, iniciadas no final da década de 1990, resultou em um processo mais transparente e isonômico na União Europeia e serve de embasamento para as reformas necessárias para a indústria de gás natural no Brasil, que pretende, atualmente, por meio legislativo e de medidas infralegais, implementar o *unbundling* no transporte de gás natural, buscando maior transparência, isonomia entre os *players* e facilidade no acesso à capacidade ociosa e disponível dos gasodutos, ampliando os ganhos concorrenciais ao setor. Por fim, são expostos os problemas concorrenciais existentes no acesso aos gasodutos de transporte de gás natural, verificados tanto no mercado português quanto no mercado brasileiro, bem como é estudado de que maneira a União Europeia e Portugal ajustaram os seus ordenamentos jurídicos de forma a proteger o acesso às *essential facilities*, além da análise sobre de que modo as medidas legais e infralegais adotadas no mercado europeu influenciam a implementação do *unbundling* no mercado brasileiro.

**Palavras-chave:** Gás natural. Gás canalizado. Regulação. Direito Concorrencial. Energia.

## ABSTRACT

This dissertation is part of Master in Law and Economics, taught by the Law School in University of Lisbon and aims to discuss the regulation of natural gas transport and the competitive problems in the Portuguese-Brazilian scenario. The present analysis briefly approaches the history of the natural gas industry as an energy source, in what way this energy was introduced in Europe and Portuguese markets and later in Brazil. The challenges that this important combustible has with the objective of consolidating as a type of energy in the future are also exposed. In the sequence, it presents how the international crisis of the economy in the 1970s changed the role of the State, which until then characterized by its Keynesian intervention and moved to a new way of acting, with the Regulatory State, responsible for driving the economy in market, to develop the strategic economic and infrastructure sectors, including natural gas. In this context, it discusses how the regulation of this sector has developed in the European Union and in Portugal, in order to demonstrate how the European States solved relevant issues that had an impact on access to the natural gas transport infrastructure and the sectorial competition, since the sector was characterized by serious problems of vertical restraints of access to the infrastructures, as well as the management of the natural gas networks were realized in a little transparent and independent way. In this sense, the implementation of legislative changes, begun in the late 1990s, has resulted in a more transparent and isonomic process in the European Union and serves as a basis for the necessary reforms for the natural gas industry in Brazil, which currently intends, through legislation and measures below the Law, to implement unbundling in the transportation of natural gas, aiming for greater transparency, isonomy among players and ease of access to idle and available capacity of gas pipelines, increasing the competitive gains to the sector. Finally, it presents the competitive problems existing in the access to natural gas transportation pipelines, verified both in the Portuguese and Brazilian markets, in what way the European Community and Portugal have adjusted their legal systems in order to protect access to essential facilities, as well as how the legal measures and the measures below the Law adopted in European market impact the implementation of unbundling in Brazilian market.

**Keywords:** Natural gas. Piped gas. Regulation. Competition Law. Energy.

## ADVERTÊNCIAS

A bibliografia utilizada abarca publicações até abril de 2020.

As legislações e as regulamentações setoriais consultadas estão atualizadas até abril de 2020.

As disposições de lei são citadas sempre com a indicação da respectiva fonte.

As referências de citações seguem as regras da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), no sistema autor-data, ou seja, com a indicação do nome do autor (ou dos autores, quando a obra é de autoria coletiva), seguida de ano e página (quando existente).

Utilizam-se somente abreviaturas comuns.

O itálico usa-se nas citações de palavras e/ou expressões estrangeiras no corpo do texto.

Utiliza-se a escala longa como sistema de nomenclatura de números superiores a um milhão.

Adota-se a ortografia definida no Acordo Ortográfico da Língua Portuguesa. No caso de citações de autores, legislações e regulamentações portuguesas, bem como de normas da União Europeia, são mantidas as grafias originais, com o português de Portugal adotado à época das respectivas publicações.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Rede de transporte de gás natural na Europa .....	25
Figura 2	Rede de transporte de gás natural no Brasil .....	32
Figura 3	Fluxo mundial de movimentação de gás natural por gasoduto e GNL em 2018.....	39
Figura 4	Estrutura da indústria do gás natural no Brasil .....	64
Figura 5	Rede de gás natural de Portugal .....	94
Figura 6	Rede de transporte, infraestruturas de armazenamento e Terminais de GNL em Portugal .....	98
Figura 7	Cadeia de gás natural no Brasil.....	114
Figura 8	Concentrações vertical e horizontal da Petrobras na cadeia produtiva de gás natural no Brasil.....	124
Figura 9	Propostas de modelo de independência ( <i>unbundling</i> ) da ANP.....	134
Figura 10	Visão geral dos modelos de independência adotados na Europa.....	135

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Evolução da produção mundial de gás natural por região .....	38
Gráfico 2	Evolução da demanda mundial de gás natural por região.....	38
Gráfico 3	Comparações de preços do gás natural .....	83
Gráfico 4	Evolução do consumo de GN no continente (2003-2017).....	106
Gráfico 5	Participação do consumo de gás natural frente às energias primárias em Portugal.....	107
Gráfico 6	Consumo global de energias primárias em Portugal (2018-2019).....	107
Gráfico 7	Consumo de gás natural na produção de energia elétrica em Portugal.....	108
Gráfico 8	Evolução do consumo de gás natural no Brasil (1970-2018) .....	117



## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1	Atividade competitiva e preços do gás natural .....	82
Quadro 2	Participação acionária da Petrobras nos transportadores de gás natural.....	121

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abegás	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
a.C.	Antes de Cristo
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia
AdC	Autoridade da Concorrência
ADI	Ação Direta de Inconstitucionalidade
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Art.	Artigo
AUE	Acto Único Europeu
BG	<i>British Gas</i>
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CE	Comissão Europeia
CECA	Comunidade Europeia do Carvão e do Aço
CEE	Comunidade Económica Europeia
CEG	Companhia de Iluminação a Gás
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Comgás	Companhia de Gás de São Paulo S.A.
COVID-19	<i>Coronavirus Disease 2019</i>
CRP	Constituição da República de Portugal
CT-GN	Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil
CUF	Companhia União Fabril
d.C.	Depois de Cristo
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
Dianagás	Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.
Duriensegás	Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.
E&P	Exploração e Produção
EDP	Electricidade de Portugal, S.A.
Enersil	Energia do Brasil Ltda.
ENI	<i>Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A.</i>

ENSE	Entidade Nacional para o Setor Energético
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERI	Entidade Reguladora Independente
ERS	Entidade Reguladora da Saúde
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
etc.	<i>et cetera</i>
EUA	Estados Unidos da América
Euratom	Comunidade Europeia da Energia Atômica
FAFEN	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
FCC	<i>Federal Communications Commission</i>
FEDER	Fundo de Desenvolvimento Regional
FMI	Fundo Monetário Internacional
FTC	<i>Federal Trade Commission</i>
Galp	Grupo Galp Energia
Gasbol	Gasoduto Bolívia-Brasil
Gaslocal	GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A.
GBD	Gas Brasileiro Distribuidora S.A.
GDP	Gás de Portugal, S.A.
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GOM	GasOcidente do Mato Grosso Ltda.
GTL	<i>Gas to Liquid</i>
ICP-ANACOM	Instituto das Comunicações de Portugal - Autoridade Nacional de Comunicações
ISO	<i>Independent System Operator</i>
ITO	<i>Independent Transmission Operator</i>
Medigás	Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.
MF	Ministério da Fazenda
MIBGÁS	Mercado Ibérico de Gás Natural
MJ	Ministério da Justiça
MME	Ministério de Minas e Energia

MSGÁS	Companhia de Gás de Mato Grosso do Sul
N.D.	Não Disponível
n.º	Número
NMG	Novo Mercado de Gás
NTS	Nova Transportadora do Sudeste S.A.
OFGAS	<i>Office of Gas Supply</i>
OMS	Organização Mundial da Saúde
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
ORI	Operador de Rede Independente
OTI	Operador de Transporte Independente
OU	<i>Fully Ownership Unbundling</i>
Paxgás	Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PLANGÁS	Plano Nacional do Gás Natural
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNGN	Plano Nacional de Gás Natural
PORTGÁS	Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REN	Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestrutura de Armazenamento e Terminais de GNL
RT	Rede Transeuropeia
RTP	Rádio e Televisão de Portugal
SCGÁS	Companhia de Gás de Santa Catarina
SEFEL	Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria
Setgás	Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.
SGPS	Sociedade Gestora de Participações Sociais
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
Sonorgás	Sociedade de Gás do Norte, S.A.
ss.	Seguintes
STF	Supremo Tribunal Federal

STNG	Sistema de Transporte de Gás Natural
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TCC	Termo de Compromisso de Cessação de Prática
TFUE	Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
TJUE	Tribunal de Justiça da União Europeia
Transgás Atlântico	Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.
Transgás	Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A.
TSB	Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.
TUE	Tratado da União Europeia
UE	União Europeia
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
v.	<i>versus</i>
vs.	<i>versus</i>
White Martins	White Martins Gases Industriais Ltda.

## LISTA DE SÍMBOLOS

° C	Grau Celsius
%	Porcentagem
€	Euro
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
km	Quilômetro
ktep	Mil toneladas equivalentes de petróleo
m <sup>3</sup>	Metro cúbico
MWh	Megawatt-hora
Nm <sup>3</sup>	Metro cúbico normal
NO <sub>x</sub>	Óxidos de Nitrogênio
R\$	Real
SO <sub>x</sub>	Óxidos de Enxofre
US\$	Dólar dos Estados Unidos da América

## PLANO DE TRABALHO

1. INTRODUÇÃO
2. BREVE HISTÓRIA DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL COMO FONTE DE ENERGIA
  - 2.1. A inserção do gás natural nos mercados europeu e português
  - 2.2. A inclusão do gás natural no mercado brasileiro
  - 2.3. O gás natural como energia sustentável e os seus desafios no futuro
3. A CRISE DA INTERVENÇÃO DO ESTADO NO FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS
  - 3.1. O Estado Keynesiano e o nascimento do *Welfare State*
  - 3.2. Os anos de 1970 e a crise do Estado Intervencionista
  - 3.3. A mudança do papel do Estado e o surgimento da regulação
  - 3.4. O Estado e a regulação do gás natural
4. A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA UNIÃO EUROPEIA
  - 4.1. Enquadramento legal da introdução do gás natural na União Europeia
  - 4.2. A liberalização do setor e a separação das atividades na indústria do gás natural (*unbundling*)
  - 4.3. Os reflexos concorrenciais da reorganização do transporte de gás natural
  - 4.4. Atuais regulações do setor de gás natural
5. A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL
  - 5.1. Panorama económico até as nacionalizações das empresas em Portugal
  - 5.2. Das nacionalizações até o início das privatizações do setor de gás natural
  - 5.3. A reforma dos setores empresariais até as privatizações em 1999
  - 5.4. A reforma da atividade de gás natural em Portugal
    - 5.4.1. O direito de acesso a terceiros (*third party access*)
  - 5.5. O cenário do gás natural e o seu crescimento em Portugal
6. A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL
  - 6.1. Panorama económico do Brasil até as privatizações das empresas públicas
  - 6.2. A Lei do Gás e a regulação da atividade de transporte no Brasil
  - 6.3. A participação monopolista da Petrobras no setor produtivo e os problemas concorrenciais
    - 6.3.1. O abuso da posição dominante da Petrobras e o TCC firmado com o CADE
  - 6.4. O “Gás para Crescer” e as propostas de desverticalização do transporte de gás natural

- 6.5. O Novo Mercado de Gás e as propostas de separação do transporte de gás natural
- 6.6. O Decreto Federal n.º 9.616, de 17 de dezembro de 2018, e os reflexos na implementação do *unbundling* no transporte de gás natural no Brasil
- 7. PROBLEMAS CONCORRENCIAIS DE ACESSO AOS GASODUTOS EM PORTUGAL E NO BRASIL
  - 7.1. Integração vertical nas indústrias de rede
    - 7.1.1. *Self-dealing*
  - 7.2. A dificuldade de acesso às *essential facilities*
  - 7.3. Condutas anticoncorrenciais e abusivas verificadas nas empresas dominantes no setor de gás natural
  - 7.4. Medidas legais e infralegais adotadas em Portugal e no Brasil para a implementação da desverticalização setorial
- 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS
- 9. REFERÊNCIAS



## 1 INTRODUÇÃO

A história da humanidade está intrinsecamente relacionada à busca pela obtenção e conservação de fontes de calor e energia vitais para a sua sobrevivência e conforto. No mundo moderno, as fontes de energia são capazes de realizar trabalhos e produzir calor a partir da queima de um determinado combustível, sendo que as riquezas de um país também são mensuradas pela quantidade de energia que ele pode produzir.

Nesse sentido, o gás natural (GN) surgiu como uma relevante fonte de produção de calor e energia, alternativa às fontes mais poluentes, as quais, há séculos, são utilizadas pelo homem, como o carvão e o petróleo, visto que o gás é um combustível capaz de suprir as exigências cada vez maiores de energias sustentáveis e menos agressivas ao meio ambiente. Assim, o gás natural passou a ser encarado como uma energia de transição e do futuro, em substituição aos velhos modelos energéticos até então adotados.

Vale destacar que os produtos oriundos da queima de energia são divididos em: (i) primários, resultantes da utilização direta de produtos naturais, como petróleo, carvão e gás natural, que são obtidos a partir de origem fóssil, com uma quantidade limitada de produção no planeta, ou de origem renovável, os quais são aproveitados de recursos naturais inesgotáveis, como produção de energia eólica, solar, de marés, dentre outros; e (ii) secundários, obtidos com a transformação das energias primárias, como a energia elétrica, que é produzida a partir da queima de carvão ou da gasolina (SILVA, 2011, p. 13).

Atualmente, os produtos primários de origem fóssil representam a maior parte da energia consumida no planeta, e, por isso, foram, e ainda são, fundamentais para o desenvolvimento dos países, dada a sua relevância estratégica para as indústrias e os setores produtivos da economia.

Nesse contexto, o gás natural, que é um energético de origem primária e menos poluente do que o carvão e o petróleo<sup>1</sup>, ganhou importância no cenário mundial, sendo que a sua exploração cresceu a partir do século XIX, com o aparecimento da indústria petrolífera e o aumento do seu consumo, sobretudo pelo setor industrial.

---

<sup>1</sup> De acordo com Pedro Manuel da Assunção Matos (2008, p. 36), comparando-se as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por gás natural, petróleo e carvão, o gás natural apresenta menos de 44% de emissões de CO<sub>2</sub> do que o carvão e menos de 29% do que o petróleo. Ademais, com relação à deposição de chuva ácida, que resulta da combinação das partículas de óxidos de nitrogênio (NOx) e óxidos de enxofre (SOx), o gás natural também é menos poluente do que o petróleo e o carvão, com emissões praticamente nulas de SOx e cinco vezes menores de NOx, quando comparado com esses combustíveis. Desse modo, o gás natural pode ser considerado como um combustível menos agressivo ao meio ambiente em relação aos outros combustíveis fósseis, pois, ao reduzir a emissão de CO<sub>2</sub>, também contribui para a diminuição da emissão dos gases de efeito estufa e do aquecimento global.

Cumpra mencionar que a cadeia de produção de gás natural pode ser segmentada em exploração, produção, processamento, transporte e distribuição, e, em cada um desses setores, os agentes econômicos existentes desempenham funções específicas para que o combustível possa ser consumido.

Assim sendo, neste trabalho, pretende-se abordar um dos segmentos da indústria do gás natural, que é o seu transporte, verificando as questões regulatórias e os problemas concorrenciais existentes no cenário luso-brasileiro.

Para melhor compreensão, contando com esta seção introdutória, a presente dissertação encontra-se dividida em oito capítulos.

De início, no capítulo 2, será retratada, brevemente, a história da indústria de gás natural como fonte de energia, com o fito de evidenciar como esse energético foi inserido nos mercados europeu e português, e, posteriormente, no Brasil. Também serão expostos os desafios que esse importante combustível possui para se consolidar como uma energia no futuro.

No capítulo 3, será discutido como a crise internacional da economia nos anos de 1970 alterou o papel do Estado, que até então era caracterizado pela sua intervenção keynesiana e passou para um novo modo de atuação, com o surgimento do Estado Regulador, responsável pela condução da economia em prol do mercado, para desenvolver os setores econômicos estratégicos e de infraestrutura, incluindo o de gás natural.

Considerando esse cenário, discorrer-se-á, nos capítulos 4 e 5, sobre como a regulação desse setor se desenvolveu na União Europeia (UE) e em Portugal, respectivamente, a fim de demonstrar como os Estados europeus solucionaram questões relevantes que impactavam o acesso às infraestruturas do sistema de transporte de gás natural e a concorrência setorial, uma vez que o setor era caracterizado por sérios problemas de restrições verticais de acesso às infraestruturas e a gestão das redes de gás natural era realizada de maneira pouco transparente e independente. De igual forma, será analisado o *unbundling* e de que modo ele surgiu como uma importante ferramenta para enfrentar o domínio monopolista setorial, obrigando o mercado da União Europeia a realizar a separação contábil e jurídica das empresas europeias e portuguesas de transporte e distribuição de gás natural, a partir da implementação de três pacotes legislativos iniciados no final da década de 1990, com o intuito de garantir um mercado mais equilibrado, transparente e isonômico.

Por seu turno, no capítulo 6, será explanado de que maneira as mencionadas reformas legislativas, que foram inseridas gradativamente na União Europeia, influenciaram a indústria de gás natural no Brasil, a qual, historicamente, foi prestada de maneira monopolista pela

Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) na cadeia produtiva de gás natural. De igual sorte, será esposado de que forma o Governo Federal brasileiro também pretende, por meio legislativo e de medidas infralegais<sup>2</sup>, implementar o *unbundling* no transporte de gás natural, almejando maior transparência, isonomia entre os *players* e facilidade no acesso à capacidade ociosa e disponível dos gasodutos, ampliando os ganhos concorrenciais ao setor.

No capítulo 7, serão expostos os problemas concorrenciais existentes no acesso aos gasodutos de transporte de gás natural, verificados tanto no mercado português quanto no mercado brasileiro, bem como será estudado de que maneira a União Europeia e Portugal ajustaram os seus ordenamentos jurídicos de forma a proteger o acesso às *essential facilities*, além da análise sobre de que modo as medidas legais e infralegais adotadas no mercado europeu influenciam a implementação do *unbundling* no mercado brasileiro.

Por derradeiro, o capítulo 8 trará as considerações finais do estudo.

---

<sup>2</sup> Em 2018 e 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) colocou em Consulta Pública regulamentações que visavam a estabelecer regras de maior transparência ao acesso aos gasodutos de transporte de gás natural e sua movimentação, bem como que buscavam determinar regulações para a desverticalização setorial, com o fito de incrementar a concorrência no setor. Nesse sentido foi a publicação da Consulta Pública n.º 8/2019, que objetivou obter subsídios e informações adicionais sobre o Edital de Chamada Pública para a Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Rede de Transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.) (BRASIL, 2019b), e da Tomada Pública de Contribuições n.º 6/2018, que buscou coletar contribuições, dados e informações sobre a promoção da concorrência e a desverticalização na indústria de gás natural, assim como sobre o aumento da oferta de gás natural ao mercado (BRASIL, 2018d).

## 2 BREVE HISTÓRIA DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL COMO FONTE DE ENERGIA

Pioneiramente, o gás natural foi utilizado como fonte de energia para iluminação pública no século XIX, nos Estados Unidos da América (EUA), país que, até aquele momento, usava outras formas de energia para iluminação, como candeeiros a óleo, azeite, madeira, carvão etc.

Naquela época, o uso do gás natural resumia-se à iluminação pública, considerando que o transporte desse energético era pouco confiável, pois a canalização era feita de madeira e chumbo, o que aumentava a insegurança da população quanto ao seu uso para outras finalidades, como cocção e aquecimento.

A primeira cidade europeia a iluminar as suas vias públicas foi Paris, ainda no século XVIII, no reinado de Luís XIV, também conhecido como Rei Sol, que permitiu à população que pudesse sair de casa com mais tranquilidade no período da noite, uma vez que as ruas passaram a dispor de iluminação, aumentando a sua segurança. Vinte anos mais tarde, Londres também passou a fazer uso de candeeiros para iluminação pública, contando com iluminação artificial das seis da tarde até a meia-noite.

Portugal, no entanto, passou a iluminar as suas vias públicas com candeeiros a azeite somente em 1780, na data do aniversário natalício da Rainha D. Maria I, por meio de um edital do Intendente-Geral da Polícia, não obstante a falta de iluminação pública noturna tenha sido objeto de preocupação muito antes dessa data pelo reinado português, visto que a escuridão das vias públicas à época era considerada um sinónimo de insegurança, pela oportunidade de realização de crimes e delitos. Desse modo, a partir do dia 17 de dezembro do mencionado ano, parte das ruas de Lisboa passou a ficar iluminada com lampiões a azeite (COSTA, 1996, p. 11 e 14).

Apesar de a iluminação pública se realizar em algumas cidades europeias desde o século XVIII, a utilização do gás natural como fonte de iluminação não era muito comum, mesmo sendo o seu uso de conhecimento da humanidade desde remotos tempos da Antiguidade<sup>3</sup>. O emprego do gás natural em maior escala ocorreu somente no século XIX, impulsionado pelo surgimento da indústria petrolífera.

---

<sup>3</sup> Como bem destacado por Suzana de Cintra Epaminondas Alves Dias (2016, p. 6-7), a descoberta do gás natural é atribuída ao período de 6.000 a.C. a 2.000 a.C., na Pérsia, quando a chama do gás era utilizada como símbolo de adoração local. Na China, o energético foi conhecido desde 900 d.C. para iluminação pública. A sua utilização prática foi objeto de estudo por diversos pesquisadores; no entanto, foi somente em 1798 que se verificou a utilização do gás como fonte de energia, a partir dos bem-sucedidos testes realizados pelo francês

Como consequência, em 1816, foi criada a primeira empresa de gás nos EUA, denominada *The Baltimore Gas Light Company*, e foram inauguradas as iluminações públicas a gás em Boston e em Nova Iorque. Na França, a iluminação pública a gás desenvolveu-se a partir de 1820, sendo que, em 1824, a Academia de Ciências de Paris emitiu uma informação favorável quanto à utilização de gás natural na iluminação pública. No mesmo ano, em Londres, foi constituída a primeira empresa gasista multinacional, a *Imperial Continental Gas Association*, que rapidamente expandiu a sua atuação para diversos países europeus, como Alemanha, França, Bélgica e Holanda. Em 1828, o primeiro candeeiro a gás natural iluminou a cidade de Paris, na *Rue de la Paix*, fato esse que ocorreu em Lisboa somente em 1848, por meio da Companhia Lisbonense de Iluminação a Gaz, que, em 30 de julho, acendeu os primeiros 26 candeeiros com o energético (COSTA, 1996, p. 24).

A utilização do gás natural para iluminação pública foi mantida pelos países até o surgimento da energia elétrica, que substituiu essa forma de iluminação gradativamente, pois era um energético mais barato do que o gás natural. Contudo, a sua utilização passou a fazer parte da economia e da vida europeia de forma irreversível nos segmentos industrial e residencial, bem como na produção de eletricidade, por meio de centrais de ciclo combinado (gás e energia elétrica) e na geração combinada de eletricidade e calor (cogeração).

## 2.1 A inserção do gás natural nos mercados europeu e português

A rede europeia de gás natural estende-se do Mar do Norte até o Mediterrâneo, de Norte a Sul, e da Sibéria até o Oceano Atlântico, de Leste a Oeste, totalizando cerca de 600.000 km de rede em todo o território europeu.

O transporte de gás natural<sup>4</sup> pode se realizar via gasodutos (terrestres ou marítimos), caminhões e barcas (Gás Natural Comprimido – GNC); via conversão para *Gas to Liquid*

---

Philippe Leblon, que iluminou os apartamentos do *Hotel Seignelay*, na *Rue St-Domenique*, em Saint-Germain, com gás obtido da destilação da madeira. Na mesma época de Leblon, outras utilizações de gás também obtiveram sucesso, como ocorreu na Inglaterra, com o uso do gás de hulha, por William Murdock, que, em 1754, iluminou a sua casa e a sua fábrica com esse gás, que foi produzido em uma retorta de ferro fundido e distribuído por meio de um sistema de condutas (COSTA, 1996, p. 20-21).

<sup>4</sup> O transporte de gás natural, de acordo com a ANP, é compreendido como sendo a movimentação do energético das unidades de processamento de gás natural (ou da fronteira, no caso de importação) até os pontos de entrega do gasoduto de transporte para a rede de distribuição (BRASIL, 2019d). Ainda, de acordo com Rui Eduardo Ferreira Rodrigues Pena, Mónica Carneiro Pacheco e Marisa Apolinário (2008, p. 99), “a actividade de transporte de gás natural compreende a manutenção e desenvolvimento de uma rede de gasodutos de alta pressão e das suas interligações com outras redes, bem como a manutenção da capacidade da rede a longo prazo, nomeadamente através do planeamento da rede”.

(GTL)<sup>5</sup>; ou por meio de embarcações de Gás Natural Liquefeito (GNL), que levam o gás liquefeito até algum Terminal, responsável pelo seu recebimento e pela sua gaseificação. Uma vez regaseificado, o energético é injetado em gasodutos terrestres, que o transportam até determinados pontos de entrega das redes de distribuição.

Apesar da existência desses modais de transporte do gás natural, vale observar que, na Europa, a maior parte do seu escoamento é realizada por meio de gasodutos, os quais interconectam diversos países entre si, assim como por navios de GNL, que transportam grande quantidade de gás a enormes distâncias<sup>6</sup>.

É importante mencionar que a solução de transporte de gás via GNL é mais dispendiosa do que o uso dos gasodutos, pois, no primeiro caso, esse gás deve ser liquefeito em baixíssimas temperaturas, para depois ser transportado por embarcações metaneiras, e, ao chegar ao Terminal de destino, precisa ser gaseificado, necessitando de vultosos investimentos de infraestrutura para recebê-lo. Já os gasodutos de transporte demandam volumosos investimentos para a sua construção, mas, após a sua implantação, o valor investido é amortizado pelos contratos de longo prazo geralmente formalizados entre as transportadoras e as distribuidoras e comercializadoras de GN, havendo ganhos de escala pela quantidade do energético transportado.

Cabe destacar, ainda, que o gás natural transportado por gasoduto possui menores perdas do energético em relação ao transporte via GNL, considerando que o GN transportado via gasoduto registra uma perda de cerca de 1 a 2%, enquanto o realizado via GNL computa perdas mais elevadas, da ordem de 10 a 15%, em virtude das operações de transferência, do consumo próprio da embarcação e da utilização parcial do volume transportado para a manutenção dos tanques à baixa temperatura durante a viagem de volta<sup>7</sup>.

O grande desenvolvimento da indústria de gás natural na Europa Ocidental teve forte impulso após o término da Segunda Grande Guerra Mundial, que durou de 1939 a 1945, momento em que, em especial, o Norte da Itália e o Sul da França passaram a realizar

---

<sup>5</sup> Quando o gás natural é processado em GTL, ele pode ser transformado quimicamente em outros produtos, como o diesel, a nafta ou o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) (LOSS, 2007, p. 64).

<sup>6</sup> Com a descoberta de grande volume de gás de xisto no território norte-americano, a indústria de gás natural sofreu grandes alterações geoestratégicas, já que os EUA, até então considerados o maior importador de gás natural do mundo, após as descobertas e a exploração, em seu território, de enormes quantidades de gás não convencional (gás de xisto), passaram a ser o maior produtor de gás natural do mundo, atingindo, em 2018, de acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019 da ANP, 831,8 mil milhões de m<sup>3</sup> do energético, o que representa 21,5% do total mundial (BRASIL, 2019a, p. 45). Desse modo, os EUA passaram a exportar gás natural por meio dos seus inúmeros Terminais de GNL espalhados pelo seu território.

<sup>7</sup> Segundo os dados obtidos no Plano Nacional de Energia 2030 do Ministério de Minas e Energia (MME) (BRASIL, 2007, p. 47).

pesquisas de extração e utilização do gás natural, o que se estendeu também para a Holanda, após a descoberta de jazidas de gás natural no Mar do Norte (COSTA, 1996, p. 110).

Com a necessidade premente de recuperação econômica das nações devastadas com o término da Segunda Grande Guerra, os países europeus precisaram se reorganizar para retomar o desenvolvimento de suas economias. Como consequência da progressiva expansão econômica das nações europeias, houve um aumento da demanda por energia, sobretudo por parte do setor industrial, que passou a requerer matérias-primas como o petróleo e o gás natural para desenvolver as suas atividades.

Desse modo, o uso do petróleo e do gás natural esteve estritamente relacionado com a recuperação do setor industrializado. Por esse motivo, foram firmados diversos tratados internacionais, com o objetivo de manter a estabilidade do fornecimento e dos preços praticados por esses importantes energéticos. De início, foi criada a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA)<sup>8</sup>, com o intuito de manter o crescimento do setor siderúrgico europeu. Posteriormente, o Tratado de Roma, em 25 de março de 1957, instituiu a Comunidade Económica Europeia (CEE)<sup>9</sup> e a Comunidade Europeia da Energia Atômica (Euratom)<sup>10</sup>, visando a assegurar o mercado interno de energia no cenário europeu.

Em 1968, a Directiva n.º 68/414/CEE, do Conselho da União Europeia, de 20 de dezembro, obrigou os Estados-membros da CEE a manterem um nível mínimo de existência de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos, para reforçar a sua segurança energética, evitando maiores problemas de aprovisionamento na União Europeia (UNIÃO EUROPEIA, 1968).

Diante do cenário de crescimento cada vez maior da relevância do suprimento de energia entre os países, foram criados, a partir da década de 1970, organismos internacionais para coordenar o fornecimento de energia, em especial de petróleo, visto que era um recurso abundante e de baixo custo, motivo pelo qual o cenário internacional definiu-o como um recurso energético predominante (RAMOS; GOMES, 2017, p. 29).

---

<sup>8</sup> Consoante salientado por Maura Santana Capoulas Santos (2012, p. 9), o “Tratado CECA, assinado em Paris em 1951 e que esteve na base das actuais instituições europeias, congregava a França, Alemanha, a Itália e os países do Benelux numa comunidade com o objetivo de introduzir a livre circulação do carvão e do aço, bem como o livre acesso às fontes de produção dessas matérias-primas”.

<sup>9</sup> Na ocasião, os países signatários da criação da CEE foram França, Itália, Alemanha Ocidental, Bélgica, Holanda e Luxemburgo, dando início à construção de um mercado comum europeu, baseado nas liberdades de circulação de mercadorias, pessoas, capitais e serviços, o qual seria substituído, posteriormente, pela criação da União Europeia, no Tratado de Maastricht.

<sup>10</sup> A Euratom foi criada em 25 de março de 1957, com os seguintes objetivos: (i) promover a investigação e assegurar a difusão dos conhecimentos técnicos; (ii) estabelecer normas de segurança uniformes, visando a proteger a saúde da população e dos trabalhadores da indústria; (iii) facilitar a investigação; e (iv) garantir que os materiais nucleares não sejam desviados para fins diferentes daqueles a que se destinam, em particular militares (UNIÃO EUROPEIA, 2019c).

Nesse contexto, os EUA criaram o primeiro órgão regulador, denominado *Texas Rail Road Commission*, com o objetivo principal de manter o controle dos preços praticados do petróleo. No entanto, esse controle passou a perder efetividade com a impossibilidade da capacidade de produção adicional de petróleo norte-americano, papel esse que passou a ser exercido pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), organização internacional criada pelos principais países produtores de petróleo, com o intuito de estruturar a política petrolífera e a sua precificação, assim como de impulsionar a sua utilização em nível internacional.

O domínio da OPEP na tomada de decisão de precificação do petróleo foi bastante evidenciado após a Guerra Árabe-Israelense, também conhecida como Guerra de Yom Kippur, ocorrida em 1973, entre Egito e Síria de um lado, e Israel de outro. Isso porque, durante o referido conflito, os EUA apoiaram o Estado de Israel, e, como forma de retaliação, os Estados árabes impuseram um embargo ao fornecimento de petróleo, de forma a reduzir a sua produção em 4 milhões de barris diários até março de 1974. Como consequência, o preço do combustível foi quadruplicado até o final daquele ano<sup>11</sup>, resultando na Primeira Grande Crise do Petróleo, que impactou fortemente o mercado europeu.

Entre os anos de 1979 e 1981, ocorreu uma nova crise energética, o que causou, mais uma vez, um significativo aumento do preço do petróleo, devido à Revolução Iraniana, seguida da Guerra Irã-Iraque, que resultou no preço nominal do barril de petróleo, em 1980, a US\$ 37, equivalente ao valor da produção igual a 9% do Produto Interno Bruto (PIB) mundial (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 7).

Tendo como pano de fundo o considerável aumento do preço do barril de petróleo, bem como a consequente crise energética que afetou o mercado europeu, foi realizado o Acto Único Europeu<sup>12</sup>, que não deixou de ter presente a necessidade de reduzir a vulnerabilidade e a dependência energética por meio da criação de um mercado interno europeu de energia.

De igual modo, foram tomadas medidas internacionais para reduzir a dependência do mercado energético do Golfo Pérsico, região historicamente caracterizada pela sua instabilidade geopolítica e por muitas guerras internas. Assim, realizaram-se investimentos massivos em outros mercados, como no Golfo do México, no Mar do Norte, no Oeste da

---

<sup>11</sup> De acordo com Oswaldo Pedrosa e Antônio Corrêa (2016, p. 7), o preço do barril de petróleo subiu de cerca de US\$ 3 para US\$ 13, e manteve-se relativamente estável entre 1974 e 1978.

<sup>12</sup> O Acto Único Europeu (AUE) foi assinado em Luxemburgo (Luxemburgo), em 17 de fevereiro de 1986, e em Haia (Holanda), em 28 de fevereiro de 1986, e entrou em vigor em 1.º de julho de 1987. O AUE reviu o Tratado de Roma, que instituiu a Comunidade Econômica Europeia e a Euratom, e relançou a integração europeia, criando um espaço sem fronteiras internas, com uma livre circulação de mercadorias, pessoas, serviços e capitais, reforçando a integração política entre os Estados-membros, que seria posteriormente instituída pelo Tratado da União Europeia (Tratado de Maastricht).



África e até no Brasil, os quais passaram a incrementar a produção do combustível e foram capazes de manter equilibrado o seu preço, durante os anos de 1986 a 2003<sup>13</sup>.

Com a entrada em vigor, em 7 de fevereiro de 1992, do Tratado da União Europeia (TUE), também conhecido como Tratado de Maastricht, os Estados-membros, além de reforçarem ainda mais a sua integração econômica e monetária, por meio da criação de uma moeda comum (o Euro), instituíram, no âmbito energético, a desejada criação das redes transeuropeias.

Em 1996, foi criada a política energética comunitária, inscrita inicialmente no Livro Verde<sup>14</sup>, com o escopo de fomentar a racionalização do uso das fontes energéticas entre os países-membros, assim como houve a instituição de um conjunto de redes transeuropeias. Apesar disso, foi somente com o Tratado de Lisboa<sup>15</sup>, que entrou em vigor no final de 2009, que foram previstas, no artigo 194.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), diretrizes dedicadas às políticas europeias de energia<sup>16</sup>, reforçando a necessidade de assegurar o aprovisionamento energético da União Europeia e a interconexão de suas redes. Dentre elas, estavam previstas as redes de transporte de gás natural, que expandiram significativamente a sua extensão ao longo das últimas décadas na Europa, atingindo, atualmente, uma grande integração, por meio da ramificação de seus gasodutos e da distribuição de inúmeros Terminais de GNL ao longo do continente, conforme se depreende da Figura 1, a seguir.

---

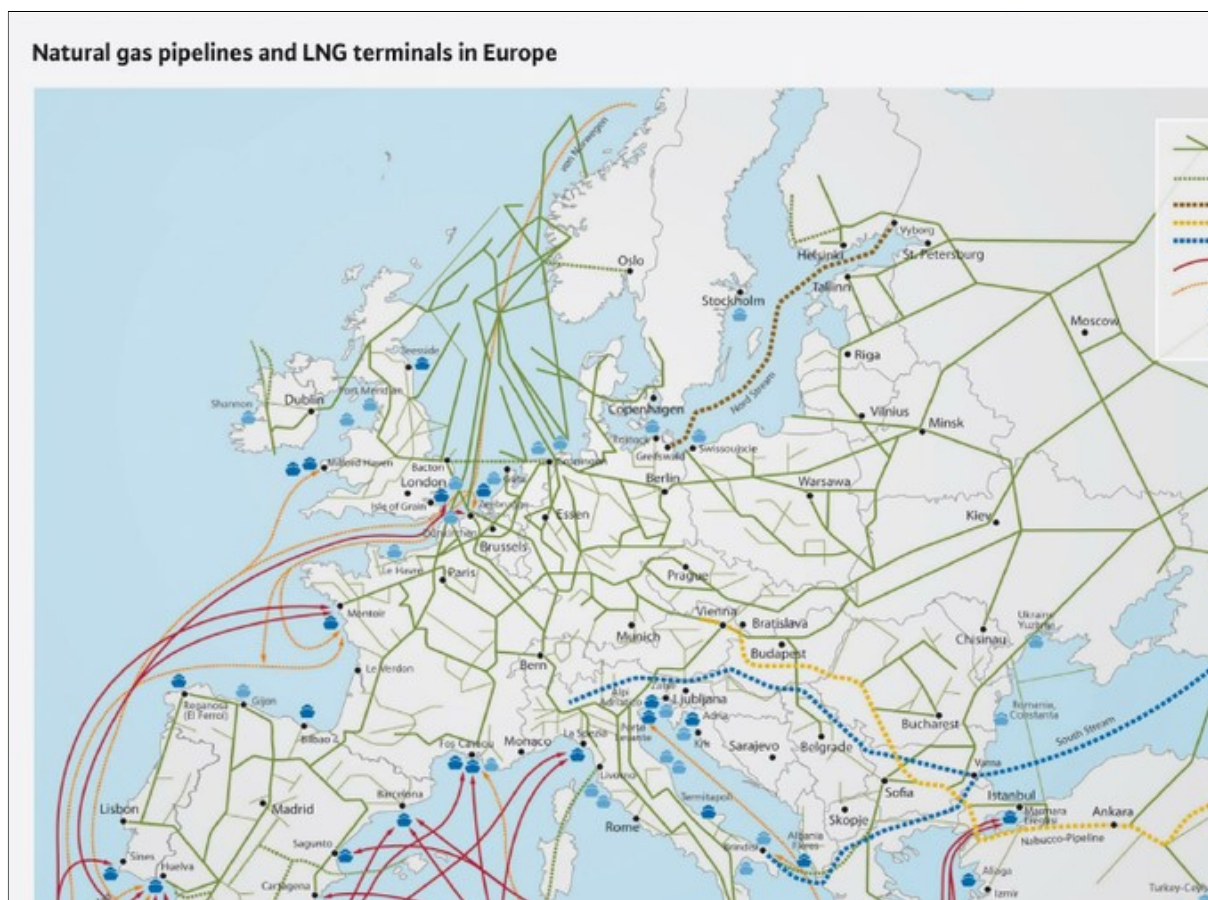
<sup>13</sup> Nesse período, o preço do petróleo ficou na faixa de US\$ 14 a US\$ 29 o barril (PEDROSA; CORRÊA, 2016, p. 7).

<sup>14</sup> O Livro Verde é uma comunicação adotada pela Comissão Europeia, em 27 de novembro de 1996, com o seguinte título: “Contratos públicos na União Europeia: pistas de reflexão para o futuro”. O item 5.18 do mencionado documento previu a promoção da criação de uma rede transeuropeia (RT) nos setores de transportes, energia e telecomunicações, com o intuito de fortalecer o mercado interno europeu e aumentar a sua competitividade internacional (UNIÃO EUROPEIA, 1996).

<sup>15</sup> O Tratado de Lisboa emendou o Tratado da União Europeia (TUE) e o Tratado que estabelece a Comunidade Europeia, agora designado Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE).

<sup>16</sup> De acordo com o artigo 194.º do TFUE, está previsto que: “1. No âmbito do estabelecimento ou do funcionamento do mercado interno e tendo em conta a exigência de preservação e melhoria do ambiente, a política da União no domínio da energia tem por objetivos, num espírito de solidariedade entre os Estados-Membros: a) Assegurar o funcionamento do mercado da energia; b) Assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União; c) Promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis; e d) Promover a interconexão das redes de energia” (UNIÃO EUROPEIA, 2012b).

Figura 1 - Rede de transporte de gás natural na Europa.



Fonte: Research Gate (2019).

No mapa representado na Figura 1, é possível verificar que a ramificação e a integração dos gasodutos de transporte de gás natural europeu apresentam-se como significantes, sendo que o seu principal fornecedor é a Federação Russa, responsável, em 2017, pela produção de 546,5 milhões de toneladas de óleo equivalente. Vale notar que a Noruega, a segunda maior nação europeia produtora de gás natural, no mesmo período, alcançou 106 milhões de toneladas de óleo equivalente, demonstrando a importância estratégica que a Rússia possui para o fornecimento do energético no continente europeu<sup>17,18</sup>.

A despeito da dependência europeia do fornecimento de gás russo, o energético consumido em Portugal é originário, em sua quase totalidade, da Argélia e da Nigéria. O gás natural nigeriano é transportado por navios de GNL, enquanto a matéria-prima argelina é

<sup>17</sup> De acordo com a *BP Statistical Review of World Energy*, de junho de 2018 (BP, 2018, p. 30).

<sup>18</sup> Cabe destacar que a Rússia possui a maior reserva provada de gás natural do mundo, com 38,9 bilhões de m<sup>3</sup>, representando 19,8% do total das reservas provadas globais, sendo que a área que compreende a Europa e a Eurásia continua sendo a maior consumidora de gás natural, tendo consumido, em 2018, 1,1 bilhão de m<sup>3</sup>, representando mais de 30% do consumo global do energético, segundo os dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019 da ANP (BRASIL, 2019a, p. 41-47).

escoada pelo gasoduto de Magrebe, que parte da jazida Hassi R'Mel, na Argélia, seguindo até Tânger e o Estreito de Gibraltar, prosseguindo para Tarifa e Badajoz, na Espanha, e entrando no território português pela cidade de Campo Maior.

Convém ressaltar que, durante muito tempo, a prestação dos serviços de gás natural e de energia elétrica na Europa foi relegada aos Estados-membros da UE, que, por meio de suas empresas públicas, prestavam os serviços de forma monopolista, verticalmente integrados, inexistindo qualquer tipo de concorrência. Todavia, com a necessidade de haver maior uniformidade dos mercados e maior cooperação entre os países da UE, foi firmado, em Lisboa, em dezembro de 1994, o Tratado da Carta de Energia, com o objetivo de desenvolver o potencial energético por meio de uma política energética, para trazer uma maior segurança de abastecimento aos países-membros.

Segundo Maura Santana Capoulas Santos (2012, p. 12), a política energética europeia buscou três objetivos principais: (i) segurança do abastecimento<sup>19</sup>; (ii) competitividade; e (iii) sustentabilidade.

Para a concretização dos objetivos traçados e a harmonização das regras europeias, viu-se a necessidade de se liberalizar, gradualmente, o setor de energia elétrica e de gás natural, sendo que a garantia de um acesso não discriminatório e isonômico das infraestruturas era fundamental. Desse modo, a partir de 1996, a União Europeia estabeleceu regramentos específicos, os quais, paulatinamente, foram responsáveis pela harmonização, liberalização e desverticalização do setor de gás natural, o que será objeto de uma análise mais aprofundada nos capítulos 3 e 4 do presente trabalho.

Ainda com relação à inserção do gás natural em Portugal, é importante comentar que o combustível iniciou a sua trajetória no país como matriz energética no setor industrial. Na década de 1970, o Governo português, por meio do Decreto-Lei n.º 205-A/75, de 16 de abril, nacionalizou as seguintes empresas do setor de energia: Sacor (empresa portuguesa, criada em 1936, à qual foi atribuída a concessão da refinação de petróleo); Petrosul (sociedade portuguesa, constituída em 1972, para a refinação de petróleo); Sonap (empresa de capitais mistos franceses e portugueses, criada em 1933, destinada à comercialização e distribuição de produtos petrolíferos); e Cidla (empresa portuguesa, constituída em 1939, para a distribuição dos gases butano e propano importados) (SILVA, 2011, p. 31). A partir dessa data, as

---

<sup>19</sup> Com relação à segurança do abastecimento energético, ela pode ser definida como “a diversificação de fontes de abastecimento, da cadeia de suprimentos usada para processar, transportar e distribuir energia, aumentando a capacidade de reserva de redes de energia como dutos e sistemas de geração e transmissão de energia, reduzindo a demanda de energia, o que pode aliviar a sobrecarga da infraestrutura de distribuição, criando estoques de emergência, infraestrutura redundante, divulgando informações de mercado precisas” (PASCUAL; ELKIND, 2009 *apud* RAFAEL, 2012, p. 83, tradução nossa).

mencionadas empresas passaram a explorar tais serviços sob o regime de serviço público de titularidade pública.

Diante da falta de autonomia das prestadoras de serviços de energia no país e da necessidade de se instituir uma política nacional de energia, o Governo português criou, em 1980, um grupo de trabalho chefiado pelo Ministério da Indústria e Energia, que resultou na realização de um Anteprojeto, em 1982, com o intuito de incluir o gás natural no país.

Em decorrência dos trabalhos realizados, foi publicado o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro (PORTUGAL, 1989c)<sup>20</sup>, criando o regime jurídico atinente à utilização do gás natural como fonte alternativa de produção de energia e estabelecendo que as atividades de importação, armazenagem, tratamento, transporte e distribuição de gás natural ficariam subordinadas ao regime de serviço público, mediante concessão, em regime de exclusividade, não podendo a vigência do contrato ultrapassar 40 anos<sup>21</sup>. Ademais, recairia também às empresas de GN o ônus dos investimentos necessários para a construção, a manutenção e a reparação das instalações, dos gasodutos e das redes de distribuição de gás<sup>22</sup>.

Assim, criado o cenário para a inclusão desse energético no país, o Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de agosto (PORTUGAL, 1993c), aprovou as bases da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento por meio da rede de alta pressão. Como consequência da publicação desse diploma legal, foram assinados, em 14 de outubro de 1993, os contratos de concessão entre o Estado português e a Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (Transgás), empresa pública portuguesa, pelo prazo de 35 anos. A partir dessa data, a Transgás passou a ser responsável pela operação dos serviços de importação, transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural no país.

Nos mencionados contratos de concessão, foram atribuídas, à concessionária, as obrigações de operação e construção da infraestrutura necessária para realizar a importação, o transporte e a armazenagem de gás natural, além da implantação de um ou mais Terminais de GNL, como posteriormente construído na cidade de Sines.

Em 1994, foi dado início ao desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural no país, por meio da construção dos gasodutos necessários para o escoamento do energético, que é 100% de origem importada. Em 1997, ano emblemático para o setor, os primeiros clientes industriais e domésticos de gás natural passaram a ser atendidos em Portugal.

---

<sup>20</sup> O Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro, sofreu alterações pelo Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de julho (PORTUGAL, 1990b), pelo Decreto-Lei n.º 274-A/93, de 4 de agosto (PORTUGAL, 1993a), e pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de fevereiro (PORTUGAL, 2000), sendo revogado posteriormente pela entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro (PORTUGAL, 2006b).

<sup>21</sup> Artigo 7.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro (PORTUGAL, 1989c).

<sup>22</sup> Artigo 5.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro (PORTUGAL, 1989c).

Acrescente-se, ainda, que, em 1999, foi constituída a Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A. (Transgás Atlântico), concessionária responsável pela operação do Terminal de GNL de Sines, inaugurado em 2004 (DIAS, 2010, p. 23).

A concessionária do gasoduto e do Terminal de GNL passou a ser responsável pela construção das infraestruturas necessárias para importar, transportar, armazenar e fornecer o gás natural em território português. No caso do Terminal de GNL, o gás ali recebido é predominantemente nigeriano<sup>23</sup>, enquanto o gás natural escoado pelo gasoduto internacional é de origem argelina, o que será objeto de aprofundamento no capítulo 5 desta dissertação.

Finalmente, interessante se faz comentar que o gás natural já é um energético inserido na realidade do cotidiano do cidadão europeu, seja no aquecimento de suas residências e na preparação de alimentos, seja para impulsionar a produção de suas indústrias e de energia elétrica. Isso pode ser verificado com o massivo crescimento na produção e no consumo do energético nas últimas décadas. Em 2017, a Europa foi responsável pela produção de aproximadamente 241,9 mil milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, o que representa 6,6% da produção mundial, sendo que os principais produtores europeus foram a Noruega (123,2 mil milhões de m<sup>3</sup>), o Reino Unido (41,9 mil milhões de m<sup>3</sup>) e a Holanda (36,6 mil milhões de m<sup>3</sup>). No mesmo período, foram consumidos em torno de 531,7 mil milhões de m<sup>3</sup>, o que totaliza 14,5% do GN consumido no mundo<sup>24</sup>.

## 2.2 A inclusão do gás natural no mercado brasileiro

A história do gás natural no Brasil iniciou tardiamente, em 1851, com a criação da Companhia de Iluminação a Gás (CEG), no Rio de Janeiro. Três anos após a sua inauguração, foram instalados os primeiros 637 lampiões a gás de carvão, transformando a então capital brasileira na primeira cidade da América Latina a contar com iluminação a gás. O gás utilizado para a iluminação dos aludidos lampiões foi transportado, inicialmente, em 20 km de canos de ferro, considerados o primeiro gasoduto brasileiro. Em 1854, o Rio de Janeiro já contava com 3.027 lampiões, além de 3.200 residências e três teatros iluminados a gás natural (MELO FILHO, 2005, p. 40-56).

Onze anos depois da sua criação, a CEG foi vendida para a empresa britânica *Rio de Janeiro Gas Company Limited*, autorizada a funcionar no Brasil por meio do Decreto Federal

<sup>23</sup> Em 2017, o Brasil exportou 80,7 milhões de m<sup>3</sup> de GNL para Portugal, representando 60% do total de exportações brasileiras de GNL realizadas naquele ano, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018 da ANP (BRASIL, 2018a, p. 134).

<sup>24</sup> Dados extraídos da *BP Statistical Review of World Energy*, de junho de 2018 (BP, 2018, p. 28-29).

n.º 3.456, de 27 de abril de 1865. Apenas três anos após a aquisição da empresa pelos britânicos, ela já produzia 7 milhões de m<sup>3</sup> de gás, divididos em 4 milhões e 500 mil para atender a 10 mil residências e 2 milhões para a iluminação pública, restando um excedente de 500 mil m<sup>3</sup> (MELO FILHO, 2005, p. 68).

Posteriormente, entre 1845 e 1875, o mesmo sistema de iluminação pública a gás natural foi implementado em outras cidades brasileiras. A segunda cidade a receber o energético foi Recife, sendo seguida por São Paulo e Porto Alegre. No fim do século XIX, o gás também chegou a Belém, São Luís, Fortaleza, Salvador, Campos, Petrópolis e Santos, que passaram a se utilizar de nafta e hulha para produzirem o energético (MELO FILHO, 2005, p. 72). Aos poucos, esse tipo de iluminação foi substituído pela energia elétrica, sendo que, em 1933, foram acesos os últimos lampiões a gás natural no Rio de Janeiro.

Não obstante a substituição do gás por energia elétrica na iluminação pública, a utilização do energético no país ganhou relevância, dado o seu viés estratégico. Por esse motivo, o então Presidente da República, Getúlio Vargas, publicou o Decreto-Lei Federal n.º 395, de 29 de abril de 1938, criando o Conselho Nacional do Petróleo, com o intuito de regulamentar a indústria brasileira do petróleo e do gás natural (BRASIL, 1938). A partir desse momento, o Governo Federal passou a adotar medidas para controlar as atividades de refino e produção de petróleo e de gás natural, bem como estabeleceu os normativos necessários para dar início à exploração dessas atividades.

Desse modo, a partir da década de 1940, o Brasil passou a explorar o gás natural de forma mais consistente, estando, em sua maior parte, associado<sup>25</sup> à prospecção do petróleo, característica essa do país. Foi justamente nesse período que foram descobertos campos de petróleo no Recôncavo Baiano, considerando que, até a década de 1970, a Bahia era o único estado brasileiro produtor de gás natural. Como consequência, houve uma grande comoção popular, que ensejou a criação da campanha “O petróleo é nosso”.

Após longas discussões populares, foi promulgada, em 3 de outubro de 1953, a Lei Federal n.º 2.004, que criou a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e instituiu o monopólio da referida empresa estatal nas atividades relacionadas aos setores de petróleo e de gás natural no Brasil (BRASIL, 1953).

---

<sup>25</sup> Consoante delineado pelo Ministério de Minas e Energia, o gás natural pode ser classificado em duas categorias: associado e não associado. Associado é aquele que, no reservatório, encontra-se dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Já o gás não associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório e a sua concentração é predominantemente rochosa, permitindo a produção, basicamente, de gás natural (BRASIL, 2007, p. 15).

É importante ressaltar que, na década de 1970, sobrevieram duas grandes crises do petróleo, as quais, conforme exposto anteriormente, aumentaram de maneira significativa o seu preço no mercado internacional. Como forma de minimizar os impactos causados por tal encarecimento, o Governo brasileiro passou a adotar medidas de estímulo à produção interna de energia, por meio de outras fontes, como hidrelétricas e utilização de álcool (etanol) para os automóveis e carvão para as indústrias. Ao mesmo tempo, o gás natural passou a ser empregado em outras funcionalidades no país, como cocção, aquecimento de ambientes, água, fornos etc.

No final da década de 1970, foi descoberto gás natural na Região Sudeste do Brasil, na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, o que passou a ser de fundamental relevância para o crescimento da produção e do consumo nacional do energético, dada a proximidade com o maior mercado consumidor brasileiro, os estados de São Paulo e do Rio de Janeiro.

Já a partir da década de 1990, como destacado por Heloíse Helena Lopes Maia da Costa (2003, p. 53), a produção de gás natural no Brasil passou a ser estendida a outras unidades da Federação, como a Floresta Amazônica, a costa do Ceará e o Sul do Espírito Santo. Concomitantemente, foi iniciada a construção do gasoduto que interliga a Bolívia ao Brasil, de forma a incrementar a oferta de gás no país e aumentar a sua segurança energética.

O Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) foi construído com a capacidade de transportar 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia e, atualmente, possui a extensão de 3.150 km, sendo 557 km no território boliviano e 2.593 km em território brasileiro. O gasoduto se inicia na cidade boliviana de Rio Grande, a 40 km de Santa Cruz de la Sierra, e se estende até a fronteira com o Brasil, na cidade de Corumbá, no Mato Grosso do Sul. No trecho brasileiro, o gasoduto atravessa 136 municípios, distribuídos pelos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Atualmente, o Gasbol é administrado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)<sup>26</sup>, empresa controlada pela Petrobras Logística de Gás S.A.

É conveniente acrescentar que foi somente em 1988, com a promulgação da Constituição Federal, que o Estado brasileiro deu início à abertura do setor de petróleo e gás natural, ao alterar o modelo econômico até então adotado, que concentrava para si o exercício da atividade empresarial. A partir desse momento, passou a ser um “Estado Regulador”<sup>27</sup>, ao

---

<sup>26</sup> Até 29 de maio de 2018, a TBG, sociedade anônima brasileira de capital fechado, possuía a seguinte composição acionária: 51% da Petrobras Logística de Gás S.A.; 29% da BBPP Holdings Ltda.; 12% da YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda.; e 8% da GTB-TBG Holdings S.Á.R.L. (TBG, 2019).

<sup>27</sup> Com relação ao Estado Regulador, assim o descreveu Lucas de Souza Lehfeld (2008, p. 126): “A regulação é – isso sim – característica de um certo modelo econômico, aquele em que o Estado não assume diretamente o

permitir que determinadas atividades até então exploradas unicamente pela União Federal, por intermédio da sua empresa pública (Petrobras), também pudessem ser executadas por empresas privadas, nacionais e internacionais.

Com a entrada em vigor da Magna Carta de 1988, várias empresas concessionárias foram criadas pelos Estados brasileiros, com o intuito de realizar a distribuição de gás natural nas entidades federativas e aumentar significativamente a exploração e o escoamento do energético no país.

Contudo, apesar da abertura do mercado com a promulgação da Constituição Federal brasileira, a cadeia produtiva de gás natural permaneceu fortemente concentrada no principal *player* do setor, a Petrobras, que praticamente monopolizou todos os setores de gás natural: exploração, produção, processamento<sup>28</sup>, transporte e distribuição<sup>29</sup>. Desse modo, haja vista que o setor é centralizado na Petrobras, o tratamento discriminatório concedido às empresas do seu grupo econômico aumentou a dificuldade de acesso às suas infraestruturas pelas empresas concorrentes, trazendo evidentes prejuízos ao crescimento setorial.

Isso foi observado em larga medida no setor de transporte de gás natural, monopolizado pela Petrobras, que, por meio de suas empresas subsidiárias, detinha 100% dos gasodutos de transporte brasileiro. Como consequência, a empresa dificultava o acesso aos gasodutos por empresas concorrentes, o que tornou o setor pouco transparente com relação à capacidade e à ociosidade dos seus gasodutos. Outrossim, investidores internacionais não viram oportunidades de desenvolvimento nesse segmento, de tal sorte que o setor de transporte, que poderia ter tido a sua malha expandida, desenvolveu-se de maneira tímida e concentrada no litoral brasileiro, conforme se verifica no mapa representado na Figura 2, a seguir.

---

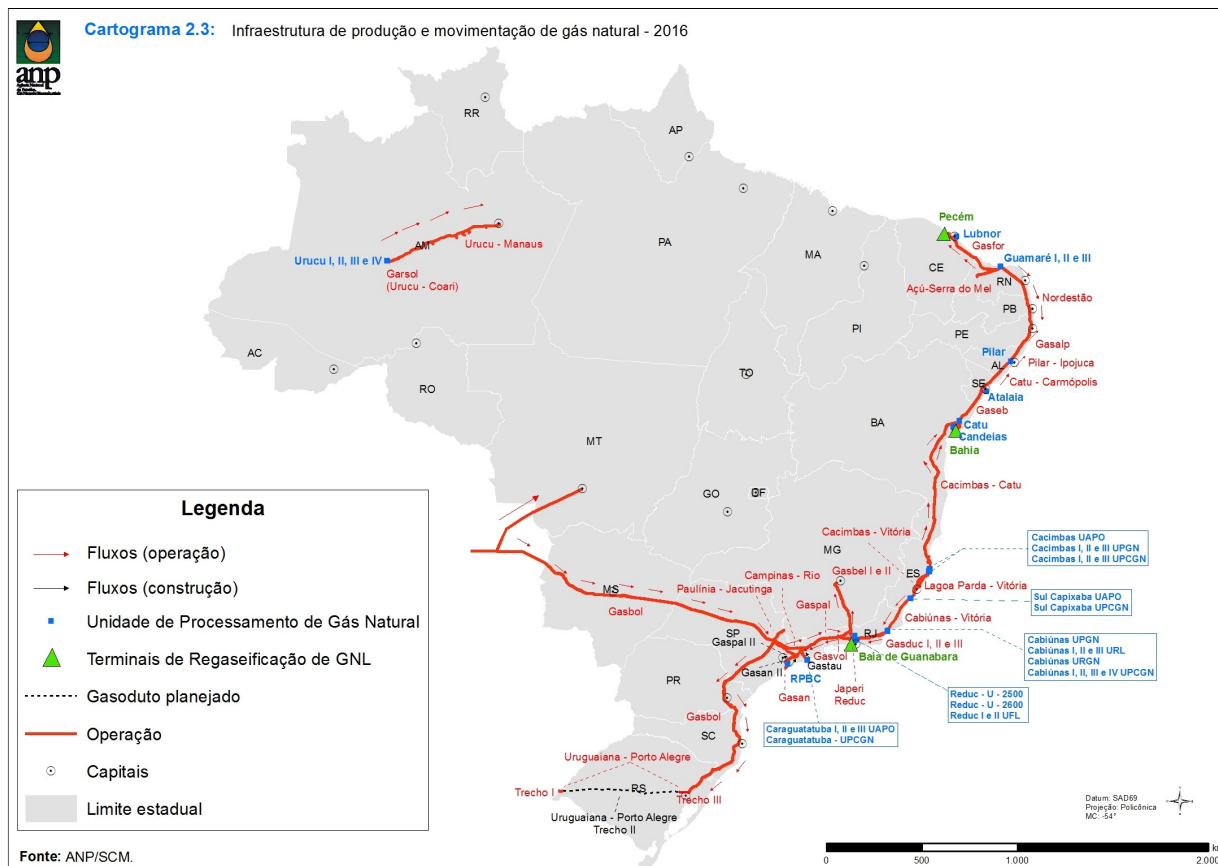
exercício de atividade empresarial, mas intervém enfaticamente no mercado utilizando instrumentos de autoridade. Assim, a regulação não é própria de certa família jurídica, mas sim de uma opção política econômica”.

<sup>28</sup> Em 9 de maio de 2019, após a Petrobras anunciar a venda de oito de suas Refinarias, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão do Governo Federal responsável pela formulação de políticas energéticas brasileiras, definiu ser de interesse nacional que a Petrobras leve em consideração aspectos concorrenciais na venda desses ativos, sendo necessário que a empresa federal ofereça as unidades de refino preferencialmente a grupos econômicos distintos, que não tenham participação em outros segmentos do mercado, de forma a estimular a abertura do mercado a novos agentes econômicos (CNPE..., 2019).

<sup>29</sup> No caso da distribuição de gás natural, a Constituição Federal estabeleceu, no artigo 25, § 2.º, que esse serviço seria de competência dos estados (BRASIL, 1988). Por esse motivo, ainda existe certa concorrência setorial, uma vez que a Petrobras não monopoliza o setor de distribuição, não obstante a empresa estatal, em 2010, por meio de suas subsidiárias, deter participação em 19 das 27 distribuidoras brasileiras de gás natural.



Figura 2 - Rede de transporte de gás natural no Brasil.



Fonte: ANP (BRASIL, 2019c).

Com o advento da descentralização das atividades de exploração, produção, importação e transporte de gás natural, o Governo Federal brasileiro criou, em 1996, a Agência Reguladora setorial – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) –, com o objetivo de controlar as atividades executadas pelas empresas prestadoras de serviços, incentivar investimentos na universalização e viabilizar o acesso às infraestruturas, gerando atratividade na alocação dos recursos privados (LOSS, 2007, p. 72).

Igualmente, em 1997, o Governo brasileiro lançou o Plano Nacional de Gás Natural (PNGN), com o objetivo de incorporar o gás natural à matriz energética do país, por ser um combustível mais limpo e atender aos anseios das novas diretrizes governamentais, disseminadas na ECO-92 e na Conferência Rio +5, de adotar medidas de proteção ao meio ambiente, fazendo uso de uma matriz energética mais sustentável, e de aumentar a sua segurança energética, ao diminuir a dependência do setor hidrelétrico para a produção de energia elétrica, que também passou a contar com as termelétricas<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> As termelétricas brasileiras foram implementadas no país na década de 1990, sendo que algumas delas fazem uso do gás natural para a produção de energia elétrica.

Em 2009, foi promulgada a Lei Federal n.º 11.909, de 4 de março, também conhecida como Lei do Gás (BRASIL, 2009c), concedendo tratamento especial ao gás natural, ao atribuir novas regras ao setor e incentivar a atração de novos investimentos estrangeiros, por meio de uma maior competitividade e transparência.

Já em 2017, o Brasil atingiu uma produção de 40,117 mil milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, e, no mesmo período, importou 10,6 mil milhões de m<sup>3</sup>, sendo que 8,9 mil milhões de m<sup>3</sup> eram provenientes da Bolívia e o restante chegou ao país via Gás Natural Liquefeito (GNL). Desse modo, o gás natural brasileiro representou cerca de 80% do consumo interno, o que demonstra a relevância da produção nacional do energético, que é cada vez maior, sendo que a Petrobras se manteve, em 2017, como a concessionária que mais produziu gás natural, com 76,6% de participação, e como a principal operadora, responsável pela produção de 95% do gás natural brasileiro<sup>31</sup>.

### 2.3 O gás natural como energia sustentável e os seus desafios no futuro

Já não é de hoje que o mundo passou a se preocupar com políticas ambientais, levando em conta os graves problemas históricos que têm se intensificado com as constantes mudanças climáticas dos últimos tempos, geradas, sobretudo, pelo crescimento desordenado das grandes metrópoles e de suas indústrias, as quais ampliaram significativamente as pressões ambientais, por meio do aumento da produção e da emissão de poluentes atmosféricos.

O primeiro caso de grande repercussão na União Europeia favorável aos anseios de proteção do meio ambiente pelo Estado, conforme lecionado por Maria João Estorninho (2012), foi conferido no Acórdão do Processo C-513/99, do Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE), proferido em 17 de setembro de 2002 (UNIÃO EUROPEIA, 2002). Na mencionada decisão, pela primeira vez, o TJUE entendeu que não haveria qualquer tipo de ilegalidade ou restrição à concorrência, no estabelecimento pelo Estado – no caso, o município de Helsinque (Finlândia) –, de regras classificatórias em um edital de concorrência com critérios relacionados à proteção do meio ambiente para o efeito de classificação dos licitantes.

No caso em epígrafe, a empresa *Concordia Bus Finland Ou Ab (Concordia)* interpôs recurso ao TJUE em virtude de decisão do Conselho de Concorrência da Finlândia, por tê-la

---

<sup>31</sup> De acordo com os dados do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018 da ANP (BRASIL, 2018a, p. 77).

classificado em segundo lugar em edital de licitação para a contratação de serviços públicos de transporte, uma vez que o edital teria previsto critérios não isonômicos, ao levar em consideração menores índices de emissão de óxido de azoto ou nível de ruídos dos autocarros. Ao final, o Tribunal considerou como legal o estabelecimento pelo Estado de critérios em prol do meio ambiente (ESTORNINHO, 2012, p. 9-14).

Esse caso assumiu tamanha relevância, que, pela Directiva n.º 2004/18/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004 (UNIÃO EUROPEIA, 2004b), foram integradas, nos processos de adjudicação de contratos de empreitada de obras públicas, nos contratos públicos de fornecimento e nos contratos públicos de serviços, matérias relacionadas à proteção do meio ambiente, com o intuito de estimular a utilização de critérios mais benéficos e sustentáveis no momento da contratação pública, nos termos dos compromissos já assumidos pela União Europeia no Protocolo de Quioto.

Assim, levando em conta o impacto negativo e nefasto que as mudanças climáticas passaram a trazer para a sociedade, com o aumento de doenças e de problemas ambientais, os países passaram a adotar políticas públicas para minimizar os prejuízos causados ao ecossistema. Desse modo, a criação de políticas de ampliação do uso de energias sustentáveis foi vista como vital para reduzir as alterações climáticas, e, nesse sentido, como bem acentuado por Frederico Emanuel Azevedo (2014, p. 46), o gás natural é apontado como uma “energia-chave para a transição para uma economia de baixo índice carbônico, porque comporta um baixo investimento”, quando comparado com o exigido pelos renováveis e pelo nuclear, “e o menor índice de emissões de tóxicos poluentes, considerando a restante família dos combustíveis fósseis”.

Cabe salientar, ainda, que, com o aumento da demanda pelo uso racional de energia, a Europa passou a adotar medidas para incentivar o seu incremento. Dessa forma, o gás natural passou a ser combinado com outras soluções tecnológicas, como, por exemplo, caldeiras, turbinas a vapor e biomassa<sup>32</sup>, para ampliar a geração e a produção de energia elétrica<sup>33,34</sup>.

---

<sup>32</sup> A biomassa pode ser conceituada como a matéria orgânica gerada por meio de um processo biológico (induzido ou espontâneo), que pode ser utilizada como fonte de produção de energia, a partir da decomposição de resíduos orgânicos, sendo classificada como uma fonte de energia renovável. Dentre os tipos de resíduos orgânicos, estão o esterco de animais e os resíduos de alimentos, agrícolas e florestais, sendo que, desses resíduos, é extraído o gás metano.

<sup>33</sup> Sobre a utilização do gás natural na geração de energia, assim destacam Michael A. Mac Kinnon, Jacob Brouwer e Scott Samuelsen (2018, p. 64, tradução nossa): “a geração de energia a gás natural pode fornecer serviços importantes de energia, incluindo a capacidade de fornecer serviços de balanceamento de rede que podem complementar a integração de recursos renováveis intermitentes (incluindo eólica e solar) em redes elétricas regionais. Além disso, a infraestrutura do sistema de gás natural existente pode ser usada para armazenar, transportar e distribuir combustível gasoso renovável e pode fornecer um caminho de transição de longo prazo de um sistema inteiramente fóssil para um sistema totalmente renovável”.

Essa eficiência pode ser observada em uma usina termelétrica de produção de energia que, ao se utilizar de gás natural em um sistema de ciclo combinado, tem um ganho de eficiência energética.

Como bem colocado por Pedro Manuel da Assunção Matos (2008, p. 37), há dois tipos de centrais termelétricas que utilizam o gás natural para maximizar a geração de energia elétrica: (i) centrais de ciclo simples; e (ii) centrais de ciclo combinado. Nas centrais de ciclo simples, o gás natural é injetado em uma câmara de combustão e misturado com ar atmosférico previamente comprimido. A energia libertada da reação da combustão produz o movimento de rotação necessário para impulsionar, em uma turbina, a produção de energia elétrica. Já nas centrais de ciclo combinado, aproveitam-se os gases de escape resultantes da combustão do ciclo simples, em altas temperaturas (acima de 600° C), como fonte de calor para a produção de energia elétrica. Com o uso dessa tecnologia, o rendimento das centrais a gás natural passou da ordem de 30 a 35%, para valores em torno dos 50%.

Assim sendo, a fim de estimular o uso de tecnologias para produzir energia com maior sustentabilidade e eficiência, a União Europeia estabeleceu inúmeros regramentos e diretrizes. Nesse sentido, destacam-se:

- (i) Livro Verde sobre a Eficiência Energética ou “Fazer mais com menos” – COM (2005) 265, de 22 de junho de 2005: buscou impulsionar a adoção de medidas específicas para melhorar a eficiência energética na União Europeia, por meio da utilização de equipamentos, serviços e tecnologias mais eficientes e sustentáveis (UNIÃO EUROPEIA, 2005);
- (ii) Livro Verde “Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura” – SEC (2006) 317, de 8 de março de 2006: apresentou propostas para o estabelecimento de uma estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura. No documento, previu-se um investimento da ordem de € 1 mil milhão durante 20 anos (2006 a 2026) na União Europeia, na busca do mercado europeu de energia orientado para o mercado, por meio de uma ampliação da sua competitividade, trazendo ao cidadão europeu segurança energética, com preços mais baixos, fomentando uma economia hipocarbônica (UNIÃO EUROPEIA, 2006a);
- (iii) Directiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006: acompanhando as diretrizes do Livro Verde datado do mesmo ano, estabeleceu

---

<sup>34</sup> Ainda com relação à geração e produção de energia elétrica por meio do gás natural, Christopher Serkin e Michael P. Vanderbegh (2017, p. 1027) asseveram que, nos EUA, o gás natural tem crescido constantemente como combustível para a geração de eletricidade; entre 2005 e 2015, a geração de eletricidade movida a gás natural quase dobrou, passando de aproximadamente 18% para mais de 32%.

as diretrizes europeias para se atingir eficiência na utilização final de energia e nos serviços energéticos. Foram previstas regras comuns para o mercado interno de gás natural, visando a utilizá-lo para eficiência energética e como energia alternativa de proteção do meio ambiente, com o objetivo de se reduzir ao menos 9% do consumo de energia pelos Estados-membros (UNIÃO EUROPEIA, 2006b)<sup>35</sup>;

- (iv) Comunicação da Comissão ao Conselho da União Europeia e ao Parlamento Europeu, intitulada “Uma política da energia para a Europa” – COM (2007) 1, de 10 de janeiro de 2007: a Comissão Europeia (CE) estabeleceu novos objetivos para a Política Energética Europeia, prevendo a necessidade de se reduzir 30% das emissões de gases de efeito estufa até 2020 em relação aos níveis de 1990 e incentivando o uso de tecnologias inovadoras para diminuir as emissões dos gases nocivos ao meio ambiente (UNIÃO EUROPEIA, 2007c);
- (v) Regulamento n.º 663/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009: estabeleceu um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projetos no domínio da energia para o relançamento da economia. Levando em conta que, em 2009, a Europa, assim como o resto do mundo, passava por uma séria crise econômica, fez-se necessário estabelecer medidas de forma a (re)estimular determinados segmentos da economia fundamentais para o reaquecimento da economia europeia. Nesse sentido, o mencionado Regulamento previu, dentre outras medidas, apoio financeiro para projetos que incentivassem a economia energética e abordou a infraestrutura de rede de gás natural como sendo um dos segmentos eleitos para o recebimento desses recursos oriundos do Banco Europeu de Investimento (UNIÃO EUROPEIA, 2009d);
- (vi) Directiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009: estabeleceu regras comuns para o mercado interno do gás natural, de modo a estimular um mercado competitivo, seguro e ambientalmente sustentável, não havendo qualquer forma de discriminação entre as empresas setoriais (UNIÃO EUROPEIA, 2009c)<sup>36</sup>;
- (vii) Directiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012: reviu as diretrizes relativas à eficiência energética na União Europeia, com o intuito de atingir 20% de eficiência até 2020 (UNIÃO EUROPEIA, 2012a); e

---

<sup>35</sup> Conforme os considerandos (5) e (12) da referida Directiva (UNIÃO EUROPEIA, 2006b).

<sup>36</sup> O artigo 3.º da mencionada Directiva estabelece as obrigações de serviço público e proteção dos consumidores (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

(viii) Comunicação da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento COM (2016) 860, de 30 de novembro de 2016 – “Energias limpas para todos os europeus”: estabeleceu diretrizes para incentivar o uso de energias limpas para todos os europeus. No presente documento, foram estabelecidos três grandes objetivos: (i) dar prioridade a eficiência energética; (ii) assumir a liderança mundial nas energias renováveis; e (iii) estabelecer condições equitativas para os consumidores (UNIÃO EUROPEIA, 2016).

Como resultado dos grandes desafios idealizados pela UE, destacou-se o estudo de tecnologias com o uso mais eficiente e limpo de energia<sup>37</sup>, sendo que o gás natural passou a ser encarado como uma importante ferramenta no cumprimento das metas ambiciosas previstas nos regramentos e nas diretrizes europeias, pois é uma energia menos poluente, possui preço competitivo em comparação com o carvão, o gásóleo e a gasolina, e serve para a racionalização da produção de energia elétrica.

É importante salientar que se projeta uma evolução significativa na produção e na demanda de gás natural nas próximas décadas, em todos os continentes, conforme é possível depreender dos Gráficos 1 e 2, a seguir.

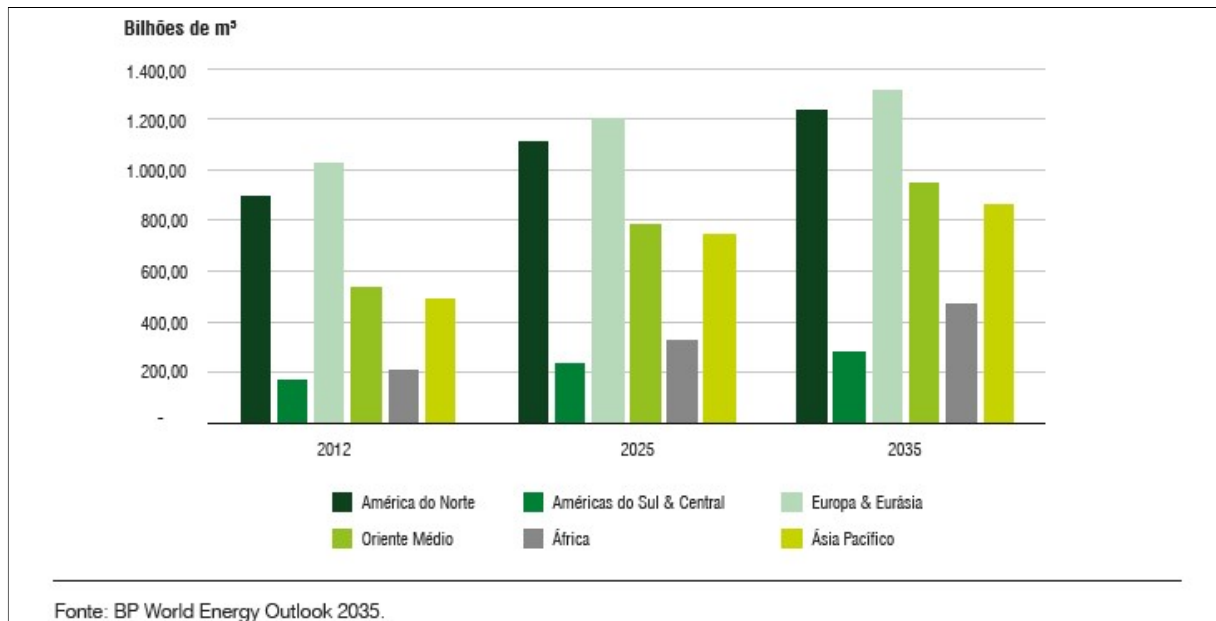
Essa evolução na produção e na demanda pelo combustível corrobora o fortalecimento do interesse, de maneira globalizada, pela inserção do gás natural na matriz energética. O crescimento da produção de gás natural em muito se deve à descoberta do gás não convencional (*shale gas*) nos EUA, que ampliou significativamente a oferta desse energético no país, tornando-o o maior produtor mundial de gás natural<sup>38</sup>.

---

<sup>37</sup> João Quintela Cavaleiro (2015, p. 29-30) assim delineou sobre o uso de tecnologia sustentável na Europa: “A indústria automóvel europeia é líder mundial no desenvolvimento de tecnologias limpas e eficientes do ponto de vista energético, assentes em motores de combustão, resultado do investimento considerável em investigação e desenvolvimento”, destacando, ainda, que “[...] a Itália e a Alemanha já demonstram, de forma clara, forte adesão ao desenvolvimento do mercado dos veículos a gás natural, apostando, entre outras medidas, em incentivos fiscais para motivar os fornecedores e consumidores, na adoção de normas que facilitem a introdução do gás natural como combustível [...]”.

<sup>38</sup> De acordo com a *BP Statistical Review of World Energy*, de junho de 2019, a Federação Russa produziu 611,5 mil milhões de m<sup>3</sup> no ano de 2018; em segundo lugar, os EUA produziram, no mesmo período, 546,1 mil milhões de m<sup>3</sup> (BP, 2019b, p. 30). Ademais, ainda com relação ao crescimento da produção de gás não convencional nos EUA, segundo Catarina Mendes Leal e José Manuel Félix Ribeiro (2017, p. 76), “A partir de 2003, o gás de xisto conheceu um *boom* extraordinário, depois de em 2000 representar apenas 1,6% da produção total de gás natural nos EUA; passou para 4,1% em 2005 e para 23,1% em 2010. Em poucos anos, a produção o de gás de xisto passou a ser dominante”.

Gráfico 1 - Evolução da produção mundial de gás natural por região.



Fonte: Confederação Nacional da Indústria (2014, p. 26).

Gráfico 2 - Evolução da demanda mundial de gás natural por região.

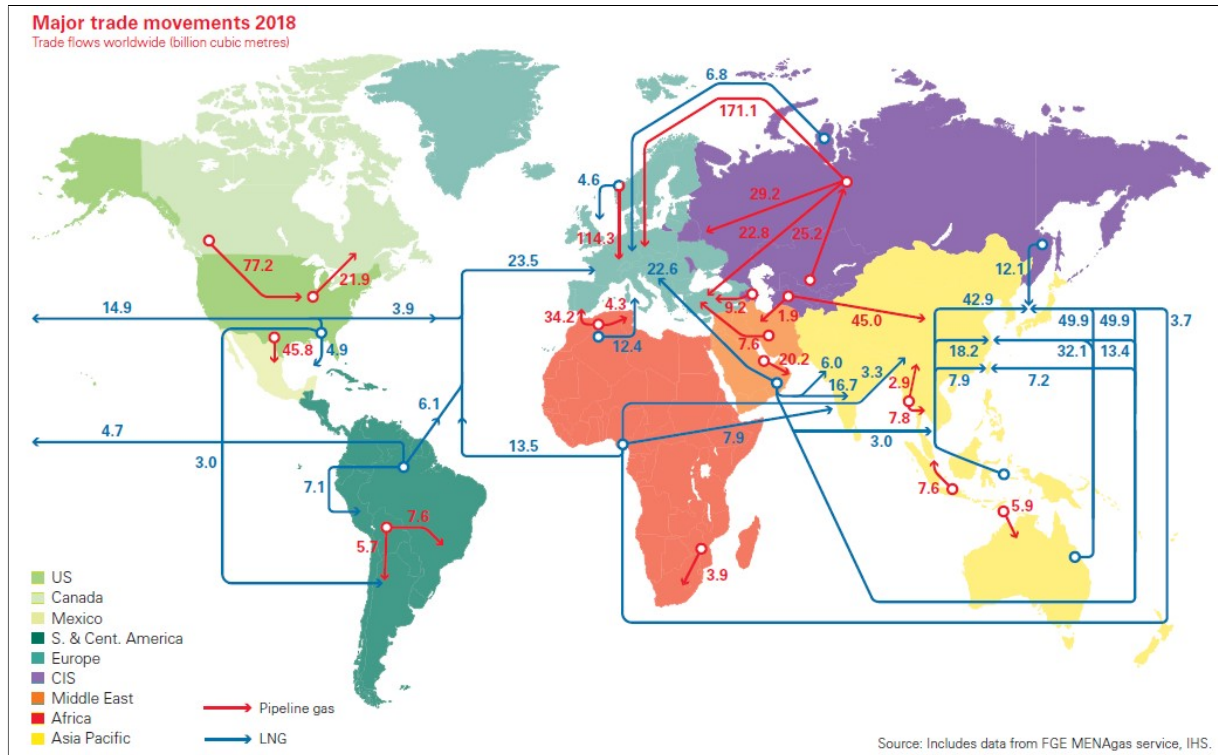


Fonte: Confederação Nacional da Indústria (2014, p. 27).

Com o crescimento da produção do *shale gas* nos EUA, viabilizou-se a sua distribuição no cenário mundial por meio dos navios metaneiros de GNL, o que, nas últimas décadas, aumentou expressivamente a sua utilização e tornou possível movimentar o

energético para diversas regiões do mundo, como é possível verificar no mapa apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Fluxo mundial de movimentação de gás natural por gasoduto e GNL em 2018.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy*, de junho de 2019 (BP, 2019b, p. 41).

No mapa acima, fica evidenciado que o maior fluxo de GNL visa a atender ao mercado asiático, que o recebe principalmente do Oriente Médio (Qatar), da Oceania (Austrália), da Rússia, dos EUA, da Indonésia e da Malásia. Em 2018, de acordo com o Relatório da BP, os principais importadores de GNL foram Japão, China e Coreia do Sul, que adquiriram 113 mil milhões, 73,5 mil milhões e 60,2 mil milhões de m<sup>3</sup>, respectivamente. Hoje, o GNL representa, aproximadamente, 35% do gás natural comercializado no mundo (BP, 2019b, p. 40).

No mais, ainda com relação à exploração do gás não convencional, tem-se a expectativa de que haverá um aumento acelerado de produção de outros mercados, como o chinês, que conta com a maior flexibilidade legislativa ambiental na exploração do gás não convencional, para atender à sua política interna de crescimento econômico e ampliar as suas vantagens comparativas com o restante do mundo, ao acelerar a produção interna industrial com a utilização do energético.



De um modo geral, pode-se delinear que as possibilidades de uso do gás natural são enormes em um cenário global, que busca cada vez mais energias sustentáveis e competitivas, e, por esse motivo, a sua demanda futura tende a crescer, impulsionada pela necessidade premente de produção de eletricidade.

Prevendo essa necessidade, a Europa, a partir de 2006, iniciou reformas liberalizantes estruturais, para aumentar a competitividade setorial, por meio de um acesso mais transparente às infraestruturas. Como resultado, a produção de gás natural foi ampliada, assim como o seu transporte, especialmente via GNL, dado que o desenvolvimento de novas tecnologias de liquefação e regaseificação de gás natural tornou viável o transporte via GNL, capaz de atender a demandas longínquas, facilitando o escoamento do energético às regiões demandantes a preços cada vez mais competitivos<sup>39</sup>.

Não obstante isso, para efeito de segurança energética, o mercado europeu precisa diversificar as fontes de fornecimento de gás natural, visto que a produção interna é insuficiente para atender à sua demanda crescente<sup>40</sup> e as suas importações estão em grande parte concentradas na Rússia, na Argélia e no Qatar. Assim, o aumento da competitividade no fornecimento do produto, sobretudo oriundo do GNL de diferentes regiões do mundo, transformou definitivamente essa energia em um negócio globalizado, com uma agenda social e ambiental.

Por fim, é conveniente acrescentar que, no cenário brasileiro, existe a necessidade de reformas estruturais no setor de gás natural, de forma a desverticalizar a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização do energético, atividades que, atualmente, estão concentradas nas mãos de uma única empresa pública nacional, a Petrobras. Por esse motivo, o Governo Federal pretende realizar a abertura do mercado de transporte e distribuição de gás,

---

<sup>39</sup> No mesmo sentido, João Garcia Pulido (2004, p. 135) assim descreve o crescimento das importações via GNL: “o aumento das importações de GNL nos principais mercados de gás natural encontra-se na importante redução dos custos da liquefação conseguida pelas inovações tecnológicas e nas maiores economias de escala conseguidas com o aumento dos terminais de GNL. O menor custo de GNL melhorou as possibilidades de uma opção GNL, enquanto os gasodutos vão sendo convencionalmente considerados como uma opção vantajosa para o fornecimento a curta distância da exploração (menos de 5.000 km)”.

<sup>40</sup> Em 2017, a produção de gás natural na Europa atendeu somente a 45,5% da demanda do continente, sendo que o fornecimento do energético importado por meio dos gasodutos internacionais, em sua maior parte, foi de origem da Rússia, que exportou para a Europa 189,3 mil milhões de m<sup>3</sup>, enquanto a Argélia exportou, no mesmo período, 33 mil milhões de m<sup>3</sup>. Já via GNL, os maiores exportadores de gás natural para a Europa foram Qatar (23,7 mil milhões de m<sup>3</sup>), Argélia (14,1 mil milhões de m<sup>3</sup>) e Nigéria (12,2 mil milhões de m<sup>3</sup>). Fonte: *BP Statistical Review of World Energy*, de junho de 2018 (BP, 2018, p. 28-29).

de modo a incentivar a concorrência setorial e reduzir o seu preço para os diferentes segmentos consumidores<sup>41</sup>.

Ocorrendo os necessários ajustes legais e infralegais previstos, o setor tenderá a retomar progressivamente o seu crescimento endógeno, com uma maior transparência de atuação e um maior número de agentes econômicos, trazendo maior competitividade para o mercado brasileiro<sup>42</sup>.

---

<sup>41</sup> De acordo com a Resolução n.º 16, de 24 de junho de 2019, do Conselho Nacional de Política Energética, foram estabelecidas diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dadas outras providências (BRASIL, 2019g).

<sup>42</sup> Em 16 de junho de 2019, a Petrobras anunciou a maior descoberta de campos de exploração de gás natural, nos estados de Sergipe e de Alagoas, no Nordeste brasileiro. De seis campos, o Governo Federal calcula extrair 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que equivale a um terço de toda a produção do energético no país, o que pode gerar ganhos para o setor quanto ao aumento de competitividade e à diminuição do preço praticado (NUNES, 2019).

### 3 A CRISE DA INTERVENÇÃO DO ESTADO NO FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS

O avanço da produção energética dos países modernos foi fundamental para trazer o almejado bem-estar para a população e tornou-se indispensável para a sociedade, seja na geração de eletricidade e na utilização na iluminação pública, seja na produção industrial e dos combustíveis necessários para os transportes público e privado.

Desse modo, com o intuito de garantir o fornecimento de energia à população, os entes estatais, na primeira metade do século XX, passaram a intervir nas economias, centralizando para si a responsabilidade da prestação dos serviços públicos, geralmente realizados pelas empresas por eles controladas.

No presente capítulo, será abordado de que forma a atuação do Estado foi alterada frente aos grandes desafios surgidos diante de graves crises econômicas, passando de uma atuação liberal para uma atuação intervencionista, influenciada pela teoria keynesiana.

Posteriormente, discorrer-se-á sobre a mudança na forma de atuação do Estado na década de 1970, uma vez que a intervenção do ente estatal na economia tornou-se insuficiente para o funcionamento dos mercados visando a alcançar o almejado bem-estar social, o que fez surgir a figura do Estado Regulador, presente em todos os setores de infraestrutura, inclusive no de gás natural.

#### 3.1 O Estado Keynesiano e o nascimento do *Welfare State*

Na década de 1920, a Inglaterra passava por sucessivas crises econômicas, até desencadear a Grande Depressão de 1930, com o colapso da bolsa de valores de Nova Iorque, em 1929, que resultou em um aumento considerável do desemprego nas principais economias mundiais.

Nesse período, um grande economista e professor da Universidade de Cambridge ganhou destaque por fazer severas críticas à forma de atuação liberal do Governo inglês para combater a crise econômica. Trata-se do professor John Maynard Keynes (1996, *passim*), que, em sua obra mais famosa, “A teoria geral do emprego, do juro e da moeda”, publicada originalmente em 1936, lecionou que o mercado livre<sup>43</sup> não funciona de maneira adequada em

---

<sup>43</sup> O liberalismo econômico, até então apregoadado, era baseado na livre iniciativa e na concorrência, de modo que o próprio mercado se autorregulava pela correlação da oferta e da demanda. A “mão invisível” do mercado, por meio da oferta e da demanda, assim como da concorrência, era suficiente para mantê-lo equilibrado. Ademais,

momentos de crise, tornando-se necessária, em caráter provisório, a intervenção estatal para garantir níveis elevados de emprego.

Na visão keynesiana, como asseverado por Pedro Soares Martínez (2017, p. 324), o capitalismo não estava condenado a desaparecer, mas merecia severos ajustes, uma vez que o entendimento da teoria clássica, de não intervenção na política econômica, somente seria aplicável para aquelas sociedades em que estivesse presente o pleno emprego, de maneira limitada a um desemprego friccional não superior a 3%. Para os demais casos, a operação da mão invisível não era capaz de produzir a harmonia apregoada entre o interesse egoístico dos agentes econômicos e o bem-estar social (KEYNES, 1996, p. 11).

Desse modo, para que os Estados pudessem sair da severa depressão econômica que assolava as maiores nações na década de 1930, o modelo econômico liberal adotado teria de ser substituído por um modelo no qual o Estado passasse a desempenhar um papel central na economia, substituindo a iniciativa privada na realização dos investimentos, bem como exercendo o controle econômico, sendo responsável por estimular a economia na realização de investimentos e no desenvolvimento dos mercados. Isso porque a geração de emprego trazia consigo um maior nível de renda, de bens de capital, de consumo e de demanda futura.

Ademais, diante das novas diretrizes macroeconômicas previstas na teoria keynesiana para minimizar os problemas causados com o *crash* da bolsa de valores dos EUA, as nações passaram a adotá-las ao intervir em suas economias, de forma a estimular os mercados e diminuir os efeitos causados pela depressão econômica. Como consequência, surgiu o Estado Interventor, indutor da economia, responsável por dirigir o setor industrial e orientado para o seu crescimento e desenvolvimento.

A figura do Estado Indutor da economia ganhou ainda mais relevância após o término da Segunda Grande Guerra Mundial, consoante ressaltado por Vital Moreira (1997, p. 18), pois esse período teria dado fim à maior parte dos regimes autoritários, os quais tinham instituído formas de capitalismo de direção estatal, com disfarces corporativistas. No entanto, o término desses regimes não restabeleceu o liberalismo nessas economias. Ao contrário, em vários países, a intervenção do Estado assumia, no pós-guerra, formas de grande intensidade.

---

o liberalismo tinha como característica a existência de um setor privado grande e onipresente, enquanto o setor público era pequeno e fraco (Estado mínimo), com reduzidas funções, nos moldes filosóficos ensinados por Adam Smith, David Ricardo, Stuart Mill e Jean-Baptiste Say. Nessa senda, assim descreveu Maria Eduarda Azevedo (2017, p. 22) acerca da supremacia do privado sobre o público no liberalismo econômico: “a supremacia do universo privado sobre o público era assegurada pelo rigoroso respeito ao princípio da legalidade, pedra-angular da construção do Estado liberal e do Direito Administrativo, e garante a existência de uma Administração condicionada e com frágil autonomia em relação ao poder legislativo”.

Ainda com relação à nova figura do Estado, vale notar que ele passou a exercer maiores funções de planejamento e de controle econômico, com o intuito de promover o bem-estar social. Nesse sentido, destacou Maria Eduarda Azevedo (2017, p. 29) que “O novo paradigma era, pois, claramente moldado pela consciência do poder organizador e disciplinador do Estado em matéria econômica”, revelando “o alargamento das funções públicas em decorrência do cânone de que ao Estado cabia a tarefa de promover o bem-estar colectivo”.

Por conseguinte, o “keynesianismo” influenciou, posteriormente, a criação do Estado do Bem-Estar Social, também conhecido como *Welfare State*, que surgiu, de início, nos países nórdicos, inspirado pelo filósofo sueco Karl Gunnar Myrdal. Esse sistema político originou-se após o término da Segunda Grande Guerra Mundial e a derrota dos Estados totalitários (nazismo e fascismo), sendo marcado pela intervenção do Estado na economia, segundo a qual o ente estatal é responsável pela implementação de direitos sociais, como saúde, propriedade, educação e emprego.

O *Welfare State* é, portanto, caracterizado pela presença de um Estado Intervencionista nas áreas social e econômica, simultaneamente por via da participação direta na produção e na prestação de bens e serviços, bem como pela regulação da atividade econômica (AZEVEDO, 2017, p. 28). Dessa forma, o tamanho do Estado, até então caracterizado pelo Estado mínimo, passou a ser redimensionado, uma vez que a sua atuação, por meio de empresas estatais, passou a tornar-se fundamental para o desenvolvimento do bem-estar social.

De igual sorte, esse período ficou caracterizado pela instituição de organizações sociais e associações de trabalhadores, responsáveis pela representação de classes trabalhadoras e de direitos sociais junto aos órgãos governamentais, transformando-se, em um primeiro momento, em um instrumento de pressão sobre o Estado, de forma a influenciá-lo na definição de políticas econômicas, e, em um segundo momento, configurando um modo de intervenção ou de compartilhamento de tarefas de regulação e disciplina econômica (MOREIRA, 1997, p. 27).

Assistiu-se, assim, a um redimensionamento da Administração Pública, responsável por grande parte dos serviços executados pelo Estado, bem como a uma transformação do seu *modus operandi*, visto que a sua figura passava de mero “espectador” para ser responsável pela direção e operação da atividade econômica, por meio da intervenção direta na prestação dos serviços públicos, ou indiretamente pelas suas empresas públicas.

Essa forma de atuação também pôde ser verificada em Portugal e acentuou-se entre 1974 e 1976, na sequência da Revolução de 25 de abril de 1974, que resultou na expansão do

setor empresarial do Estado português (SANTOS; GONÇALVES; MARQUES, 2014, p. 145). Em 1976, foi promulgada a Constituição da República de Portugal (CRP), que deu início a um amplo processo de nacionalização<sup>44</sup> e intervenção estatal, sendo que a forma de atuação do Estado tornou-se vital para a direção das principais atividades da economia portuguesa, fazendo surgir o setor público empresarial.

Após a publicação da CRP, o Estado português passou do período de estatização de suas empresas para a sua organização, ficando caracterizada a sua forte presença nos mais diversos ramos da economia, resguardando para si a exclusividade da exploração de determinadas atividades econômicas, com a prevalência do princípio da irreversibilidade das nacionalizações realizadas em Portugal, o que garantiu a exclusividade de ação do Estado naqueles setores. Para reforçar ainda mais a atuação do Estado na economia, por meio de suas empresas estatais, foi publicado o Decreto-Lei n.º 260/76, de 8 de abril (PORTUGAL, 1976), que previu as bases gerais das empresas públicas estatais e delimitou a forma de atuação do Estado português nas atividades econômicas.

No mais, cumpre destacar, também, que, no ano seguinte, foi promulgada a Lei n.º 46/77, de 8 de julho (PORTUGAL, 1977), também conhecida como “Lei de Delimitação dos Sectores”, que vedou a participação de empresas privadas em determinados setores da economia, dentre eles o de produzir e distribuir gás para consumo público (artigo 4.º, alínea “b”) e o de explorar os portos marítimos (artigo 4.º, alínea “h”)<sup>45</sup>, o que demonstrou a prevalência e a proteção da economia e das empresas estatais.

Como consequência das alterações do panorama econômico de Portugal, com profundas reestruturações setoriais, realizadas com as nacionalizações de empresas, o regime que era caracterizado pela presença de grandes conglomerados de capital privado evoluiu para uma economia em que a presença do Estado atingiu patamares muito elevados, pois o ente

---

<sup>44</sup> De acordo com António Menezes Cordeiro (1991, p. 71 e ss., grifos nossos), “as nacionalizações verificadas no espaço jurídico português conheceram seis momentos: um primeiro atingiu os bancos emissores; um segundo teve a ver com as Instituições de crédito e as companhias seguradoras; um terceiro incluiu, entre outras, **as empresas petrolíferas**, certas empresas de transportes, a siderurgia e **várias empresas energéticas**, os cimentos e a celulose; um quarto pautou-se por nacionalizações seletivas, com relevo para certas empresas petroquímicas, as cervejas e a CUF [Companhia União Fabril]; um quinto correspondeu a motivações diversas, visando pôr cobro ao radicalismo dos meios de comunicação social, incidindo sobre os meios de radiodifusão e a RTP [Rádio e Televisão de Portugal]; um sexto e último, já depois de findo o processo revolucionário, teve a ver com a opção do Estado por evitar falências iminentes, como sucedeu com as empresas de pesca e jornalísticas”.

<sup>45</sup> “Artigo 4.º. É vedado a empresas privadas e a outras entidades da mesma natureza o acesso às seguintes actividades económicas: [...] b) Produção e distribuição de gás para consumo público, através de redes fixas, desde que ligadas à respectiva produção; [...] h) Exploração de portos marítimos e aeroportos.” (PORTUGAL, 1977).

estatal passou a intervir, direta ou indiretamente, em praticamente todos os setores da economia.

Da mesma maneira, o Brasil também ficou marcado, nesse período, que se estendeu até a década de 1990, pela forte presença do Estado no controle das atividades econômicas. Isso pôde ser verificado também no setor de gás natural, que, por meio da empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), até a promulgação da Emenda Constitucional n.º 9, de 10 de novembro de 1995 (BRASIL, 1995b), manteve para si a exclusividade da exploração das atividades de gás natural e petróleo. A partir da publicação da mencionada Emenda, foi retirada a vedação constitucional da cessão da União a terceiros, inclusive a empresas privadas, de serviços relacionados à exploração de jazidas de petróleo e de gás natural, constante do artigo 177 da Magna Carta brasileira<sup>46</sup>, tema esse que será explorado em mais detalhes no capítulo 6 da presente dissertação.

### 3.2 Os anos de 1970 e a crise do Estado Intervencionista

No final da década de 1970 e início da década de 1980, o mundo assistiu a duas grandes crises do petróleo, oriundas de guerras ocorridas no Oriente Médio. Conforme já acentuado anteriormente neste trabalho, o primeiro choque do referido combustível ocorreu em 1973, pela Guerra Árabe-Israelense de Yom Kippur, que resultou no aumento do preço do barril de petróleo em mais de quatro vezes. O segundo grande choque se deu como resultado da Revolução Iraniana, seguida da guerra entre Irã-Iraque, nos anos de 1979 e 1981.

Como consequência desses dois grandes eventos, as principais economias mundiais foram fortemente abaladas, e, por esse motivo, o modelo do *Welfare State* passou a ser questionado, pois o setor público já não era capaz de impedir graves crises econômicas, verificadas diante do alto índice de desemprego, do crescimento desordenado das despesas públicas e da dificuldade de controlá-las, bem como da má administração das empresas públicas, o que causou a estagnação econômica dos países que adotaram essa forma de atuação estatal. Esse período ficou conhecido como “Crise do Estado”.

Com efeito, vale lembrar que, nesse período, as atividades econômicas concentravam-se nas mãos do Estado, por meio de suas empresas públicas, concessionárias de serviços

---

<sup>46</sup> “Art. 177. [...] § 1.º. A União poderá contratar com empresas estatais **ou privadas** a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. § 2.º. A lei a que se refere o § 1.º disporá sobre: I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; II - as condições de contratação; III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.” (BRASIL, 1995b).

essenciais, como, por exemplo, serviços de energia elétrica, gás natural, telecomunicações, caminhos de ferro, dentre outros. Considerando a maior complexidade que essas atividades tomaram ao longo do tempo, também foram expandidos os anseios da sociedade, que passou a demandar serviços de maior qualidade.

De igual forma, diante da crise, o tamanho do Estado também foi questionado, pois a sua atuação por meio de suas instituições públicas tornou-se demasiadamente grande e ineficiente. Desse modo, a prosperidade até então alcançada pelo arranjo institucional de intervenção estatal foi substituída pela estagnação econômica, haja vista que o ente estatal passou a não mais entregar soluções para alcançar o equilíbrio macroeconômico das nações, bem como não executava serviços públicos de qualidade. Assim, o Estado passou a ser considerado um obstáculo frente às necessidades sociais.

Parte dos críticos chamou atenção para as “falhas” do Estado do Bem-Estar Social como motivação para as crises econômicas, uma vez que o ente estatal passou a ser incapaz de gerar, com eficiência, os resultados econômicos e sociais pretendidos ou prometidos, pois não conseguia fazer frente à competição fiscal internacional, com jurisdições tributárias mais favoráveis, nem reduzir as suas despesas públicas cada vez mais crescentes (AZEVEDO, 2017, p. 32). Por esse motivo, os Governos que adotaram o modelo de desenvolvimento econômico keynesiano, utilizado nas últimas décadas pelos países industrializados, foram objeto de severas críticas face às exigências sociais de entrega de serviços públicos mais eficientes, competitivos e de qualidade, bem como pela alta pressão fiscal e pela incapacidade dos países em superar a estagflação.

Assim, na década de 1980, surgiu um movimento de reforma de atuação do Estado, conhecido como *New Public Management*, que passou a apoiar um novo arranjo estatal, por meio da retomada de tendências neoliberais, com o retorno da iniciativa privada aos principais setores da economia e a revalorização do mercado e da concorrência, com a redução da participação direta do Estado. A retração do tamanho do Estado na economia pôde ser verificada com a realização da privatização de diversos ativos públicos, que passaram para as mãos da iniciativa privada, a qual se tornou responsável pela execução de serviços públicos.

De igual sorte, o Governo de Portugal acompanhou esse movimento, uma vez que o Estado apresentava, ao longo dos anos de 1970, uma tal erosão, que, no início da década seguinte, dificilmente seria possível evitar uma remodelação revigorada já pelos ventos mitigadamente liberalizantes da primeira revisão constitucional de 1982, não obstante ter mantido a cláusula de irreversibilidade das nacionalizações (AZEVEDO, 2015, p. 95-96). Assim, a partir da reforma constitucional de 1982, procurou-se adotar, gradativamente,



medidas liberalizantes às empresas públicas, de forma a submetê-las às regras de mercado, promovendo-se o seu redimensionamento, para sanear os graves problemas econômicos que enfrentavam.

Apesar das crescentes demandas que surgiram a partir de 1982, com ideais liberalizantes de determinadas atividades da economia de Portugal, foi somente em 1989, com a nova reforma constitucional e a publicação da nova Constituição da República Portuguesa, que foram iniciadas alterações na lógica intervencionista do Estado. De acordo com a revisão constitucional de 1989, foram revogados os princípios fundamentais da irreversibilidade das nacionalizações, que impedia a privatização de empresas nacionalizadas, e da proibição da participação de capital privado em setores básicos da economia, que reservava determinadas atividades a empresas públicas (SANTOS; GONÇALVES; MARQUES, 2014, p. 74).

Desse modo, a partir da revogação dos mencionados princípios constitucionais, abriu-se espaço para a liberalização de atividades econômicas até então restritas a empresas públicas, bem como para o início do processo de privatização estatal, o que também representou o recuo do tamanho do Estado Empresário, intervencionista, e marcou o surgimento e o crescimento do Estado Regulador em Portugal.

### **3.3 A mudança do papel do Estado e o surgimento do Estado Regulador**

O *New Public Management*, também conhecido como movimento neoliberal, teve como característica uma nova visão econômica dos Estados, pois passou a buscar a substituição do seu papel centralizador na economia por um Estado Neoliberal, descentralizador, proposto pelos economistas da “Escola Austríaca” e da “Escola de Chicago”, divergentes à modelagem adotada pelo “keynesianismo”.

De acordo com esse novo modelo econômico, a crise pela qual passavam as principais economias devia-se, em grande parte, à incapacidade do Estado de nelas intervir adequadamente, de forma a fornecer os estímulos econômicos necessários para fazê-las voltar a crescer. Desse modo, propôs-se um novo modelo de atuação, voltado para a valorização da iniciativa privada, que passou a ter um papel preponderante para o seu desenvolvimento.

Segundo Joseph E. Stiglitz e Jay K. Rosegard (2015, p. 93-99), esse novo cenário voltou uma vez mais a ganhar discussão das fronteiras e dos critérios de escolha e de atuação entre os setores público e privado, visto que, diante das falhas existentes – competição imperfeita, falhas de informação, mercados incompletos, externalidades, bens públicos e desemprego –, há uma presunção de que o mercado não é “Pareto eficiente”, o que torna

necessária a intervenção pontual do Estado para corrigi-las. Nesse cenário, prevalece a aceitação de uma vocação infraestrutural e de redistribuição para o público, e produtiva para o privado.

Assim sendo, considerando a excessiva lentidão do Estado em fornecer as respostas necessárias para os países saírem da crise econômica, propôs-se que fosse avocado à iniciativa privada o desenvolvimento das atividades em prol do mercado e da livre concorrência. Dessa maneira, alguns Governos adotaram o novo modelo econômico proposto pelo neoliberalismo, como o Reino Unido, de Margareth Thatcher, e os EUA, de Ronald Reagan. Tais Governos deram início a reformas econômicas e estruturais relevantes, que passaram a servir de modelo para a maior parte das economias mundiais, dentre elas, Portugal e Brasil.

Nos Governos de Thatcher e Reagan, iniciou-se o processo de liberalização, privatização e desregulação<sup>47</sup> dos grandes setores de infraestrutura deficitários, pois, até essa data, a Administração apresentava-se como titular ou gestora dos serviços públicos. Desse modo, setores de suma importância foram reestruturados para viabilizar a abertura dos seus mercados à iniciativa privada. Buscou-se, assim, reduzir o tamanho do Estado, ao conceder à iniciativa privada serviços públicos essenciais, como energia elétrica, transporte, telecomunicações e gás natural, o que significou a ampliação dos investimentos setoriais e a adoção do lema “Menos Estado, melhor Estado”<sup>48</sup>. O modelo de Estado Social, centralizador das atividades públicas, foi substituído por uma Administração descentralizada, mais eficiente e responsável pela organização e regulação das atividades públicas.

Com relação ao tamanho demasiado do Estado e à sua ineficiência diante das prementes necessidades sociais, sublinhou Marisa Apolinário (2011, p. 232) ser notória a sua incapacidade, ao afirmar que “[...] a ineficiência económica do sector público é alarmante; a qualidade dos serviços mínima e o cidadão é hoje um cidadão cativo, que entregou a sua vida e o seu património a um monstro que devora os seus próprios filhos”.

Dessa forma, tendo em vista que os Estados tornaram-se excessivamente grandes, burocráticos e ineficientes, viu-se a necessidade de descentralizar as suas atividades, por meio do processo de privatização de empresas públicas ou de participação pública em empresas mistas, visando a reduzir o intervencionismo e o défice público, bem como a estimular a

<sup>47</sup> Vital Moreira (2001, p. 226-227) assim diferenciou os três conceitos: “(i) Privatização: fenómeno pelo qual o Estado e a Administração pública abdicam de certas tarefas auxiliares ou complementares, passando a adquiri-las ou contratá-las a terceiros; (ii) Liberalização: consiste em abrir à concorrência certos setores até aí submetidos a um regime de exclusivo, público ou privado; (iii) Desregulação: significa a eliminação ou atenuação das restrições à entrada no mercado (licenciamento, outras formas de condicionamento da iniciativa privada) ou à actividade das empresas no mercado (abolição de controlo de preços, por exemplo), entregando o sector em causa ao mercado e à concorrência”.

<sup>48</sup> Expressão utilizada por Maria Eduarda Azevedo (2017, p. 36).

realização dos investimentos necessários para ampliar e aprimorar serviços públicos essenciais. Vale destacar que as privatizações foram realizadas por uma conjunção de fatores endógenos e exógenos ao Estado, dentre eles a mundialização da atividade econômica; a crescente interdependência entre as economias nacionais; a intensificação da concorrência internacional; o aumento do progresso técnico e o correspondente aparecimento de novos produtos, que competem com produtos existentes no mercado regulado; o domínio reforçado da lógica do mercado; e, ainda, uma concepção cada vez mais restritiva do papel do Estado na economia, animada, também, pelo objetivo de promover a redução do déficit público (AZEVEDO, 2015, p. 143).

Com efeito, considerando a necessária redução da atuação do Estado, a ele caberia, nesse novo cenário, realizar atividades sociais, como saúde, segurança e educação, enquanto, em determinados setores, atuaria na sua regulação<sup>49</sup> e no controle pelo mercado, intervindo de maneira moderada na execução das atividades, de modo a viabilizar a atuação de agentes econômicos em mercados competitivos, em um ambiente concorrencial.

Ainda com relação à mudança do papel do ente estatal na economia, Vital Moreira (1997, p. 38) destaca que a atividade econômica do Estado e a sua atividade regulatória possuem uma relação inversa, pois, em princípio, quanto maior for a primeira, menor deve ser a segunda. Nesse sentido, em suas palavras, “a redução do papel do Estado produtor e prestador de serviços, sobretudo na área dos serviços públicos, implica normalmente o aumento da regulação” (MOREIRA, 1997, p. 38).

Isso foi o que ocorreu nas principais economias mundiais que adotaram o modelo neoliberal<sup>50</sup>, já que a diminuição da participação do Estado Social em setores econômicos não significou a sua ausência e a inexistência de regras, mas sim a mudança da sua forma de atuação, que passou a ser de controle, coordenação e regulação, centralizando para si o

---

<sup>49</sup> Para Vital Moreira (1997, p. 34), a regulação econômica é “o estabelecimento e a implementação de regras para a actividade económica destinadas a garantir o seu funcionamento equilibrado, de acordo com determinados objectivos públicos”. Ainda segundo o autor, quanto à sua amplitude, a regulação pode ser classificada sob três formas: (i) em sentido amplo, que é o conceito genérico de toda forma de intervenção estatal na economia, independentemente dos seus instrumentos e fins; (ii) em sentido menos abrangente, que é a intervenção estatal na economia por outras formas que não a participação direta na atividade econômica, equivalendo, portanto, ao condicionamento, à coordenação e à disciplina da atividade econômica privada; e (iii) em sentido restrito, aplicável somente ao condicionamento normativo da atividade econômica privada (por via de lei ou outro instrumento normativo (MOREIRA, 1997, p. 34-35). Nos casos da regulação do gás natural realizada em Portugal e no Brasil, entende-se que o Estado se utiliza da regulação em sentido menos abrangente, uma vez que a sua atuação passa a ser de coordenar e disciplinar os agentes econômicos.

<sup>50</sup> Maria Eduarda Azevedo (2015, p. 147) sustenta que a “moda irreversivelmente atrativa” das privatizações foi expandida a países desenvolvidos e em desenvolvimento, sendo que, segundo um levantamento realizado pelo Banco Mundial, até 1988, 83 países realizaram privatizações de grandes dimensões, sob a influência das políticas de estabilização do Fundo Monetário Internacional (FMI) e de ajustamento estrutural do Banco, que exigiam a redução da máquina administrativa e a privatização de setores produtivos.

estabelecimento de políticas públicas, metas e obrigações às empresas privadas, concessionárias de *public utilities*<sup>51</sup>.

Diante desse novo cenário e da necessidade de se regular determinados setores, o novo arranjo econômico trouxe inegáveis avanços para as nações, pois os Estados que passaram a atuar na regulação e no controle dos setores, por meio do estabelecimento de regras e de diretrizes contratualizadas, tornaram-se mais flexíveis, menos burocráticos e mais atrativos para a realização de novos investimentos privados. Ademais, consoante afirma Maria Eduarda Azevedo (2015, p. 190), o particular também ganhou um novo *status* nessa nova modelagem econômica, posto que não era mais o cidadão socialmente descomprometido do Estado liberal nem o simples utente de serviços públicos do Estado Social, desenvolvendo ou sendo movido a desenvolver um novo papel de agente, que partilha com o Estado a tarefa de prosseguir com o interesse público e os respectivos fins da sociedade.

Nesse contexto, com a necessária implementação da intervenção do Estado pela regulação, em determinados setores econômicos até então de exclusividade pública, tornou-se imperiosa a criação de uma estrutura legal e regulatória para viabilizar a abertura dos mercados, com a eliminação de certas restrições à entrada de agentes privados, bem como para favorecer o surgimento de concorrência em algumas atividades econômicas. Portanto, a forma da atuação do Estado nas atividades econômicas não desapareceu, mas se modificou, ao investir para si a responsabilidade de regular as atividades que se desenvolveram pelos agentes privados<sup>52</sup>.

Convém destacar que a regulação pode ser classificada como de caráter geral ou setorial. A regulação de caráter geral é aplicável de forma ampla a todos os setores da

<sup>51</sup> De igual forma, José Joaquim Gomes Canotilho (1997, p. 352) assim expõe sobre a nova função do Estado diante da liberalização e da privatização de setores econômicos: “A liberalização e a privatização dos serviços económicos de interesse geral não significa, de resto, a despedida do Estado e a inexistência de regras públicas. Pelo contrário, os sistemas ou redes de infraestruturas indispensáveis à gestão dos serviços de interesse económico geral são sistemas próximos do Estado e de outras Entidades Reguladoras (por exemplo, a Comunidade Europeia) assentes em formas mistas de estruturas regulativas, nas quais a autoregulação privada e a intervenção pública regulativa se combinam e ganham eficácia”.

<sup>52</sup> As mencionadas obrigações de serviço público têm como contrapartida compensações cujos critérios foram definidos pelo Tribunal Europeu, no Acórdão Altmark, de 24 de julho de 2003, Processo C-280/00. De acordo com o Acórdão citado, foram definidos quatro critérios fundamentais para a identificação de medidas que visam à execução de políticas de interesse económico geral, mas que, no caso de estarem reunidas, não colocam em causa o princípio da não concessão de auxílio estatal: (1) que a empresa beneficiária seja incumbida de prestar serviço público, de forma a evitar vantagem indevida ao beneficiário, em detrimento das empresas concorrentes; (2) que os parâmetros de cálculo da compensação tenham sido previamente definidos de forma objetiva e transparente; (3) que a compensação não ultrapasse o que é necessário para cobrir os custos do serviço público, tendo em conta as respectivas receitas recebidas e um lucro razoável pela execução dessas obrigações; e (4) quando a escolha da empresa a encarregar do cumprimento de obrigações de serviço público não for efetuada por meio de um processo de concurso público, o nível de compensação necessária deverá ser calculado com base em uma análise de custos de uma empresa média, eficiente, bem gerida e equipada adequadamente para satisfazer as exigências de serviço público requeridas (UNIÃO EUROPEIA, 2003c).

economia, como, por exemplo, a regulação concorrencial, que, de maneira indistinta, é adotada em todos os segmentos econômicos. Com relação à regulação setorial, ela é aplicável a uma atividade específica da economia, como é o caso do gás natural, que possui regras e condicionamentos próprios.

Além disso, a regulação pode conjugar alguns tipos de poderes, a saber: normativo, decisório, consultivo, fiscalizatório e sancionatório. O poder normativo é o poder que o Ente Regulador possui para emitir normas e regramentos condicionantes ao setor regulado, que devem obedecer rigorosamente aos preceitos e limites legais. Por seu turno, o poder decisório refere-se ao poder para decidir assuntos técnicos, tais como conceder, suspender e/ou revogar autorizações e licenças de operação. Quanto ao poder consultivo, trata-se do poder que a Autoridade Reguladora tem de ser consultada sobre determinada questão e de emitir parecer técnico sobre a matéria. No que tange ao poder fiscalizatório, ele normalmente é previsto na lei de criação do Agente Regulador, que estabelece de que maneira a sua atuação deve se embasar para realizar a supervisão e o acompanhamento dos objetivos traçados para o ente regulado. Por fim, o poder sancionatório<sup>53</sup> visa a outorgar, ao Ente Regulador, um instrumento jurídico adequado para tornar efetivas as normas de um determinado setor econômico, a fim de estimular os agentes regulados a cumprirem as metas e os objetivos estabelecidos pelo Poder Público, assim como a deixarem de realizar condutas juridicamente irregulares, no intuito de atingir o interesse público com a melhoria da prestação do serviço.

Assim, diversos setores foram beneficiados com a liberalização dos mercados e as privatizações de empresas públicas, pois vultosos investimentos passaram a se realizar pela iniciativa privada e foram responsáveis pelo crescimento e desenvolvimento desses segmentos, malgrado o aumento da tecnicidade e das regras de controle do Estado Regulador<sup>54</sup>. Um dos setores que passou por maiores alterações foi o de energia, e, dentro dele, o de gás natural, que, por se tratar de um setor estratégico, carecia de liberalização para voltar a crescer.

---

<sup>53</sup> Para Fábio Medina Osório (2005, p. 104), sanção administrativa pode ser conceituada como um mal ou castigo, porque tem efeitos aflitivos, com alcance geral e potencialmente “pro futuro”, imposto pela Administração Pública e materialmente considerado, pelo Judiciário ou por corporações de direito público, a um administrado, jurisdicionado, agente público, pessoa física ou jurídica, subjugado ou não a especiais relações de sujeição com o Estado, como consequência de uma conduta ilegal, tipificada em norma proibitiva, com uma finalidade repressora ou disciplinar, no âmbito de aplicação formal e material do Direito Administrativo.

<sup>54</sup> Ao delimitar sobre a forma de atuação do Estado Regulador, Pedro Gonçalves (2008, p. 15) afirmou que o ente estatal situa-se na posição de um estranho ao exercício efetivo da atividade regulada, que interfere, intromete-se apenas para definir as regras de desenvolvimento da atividade, com a finalidade de orientá-la, bem como para implementar e fiscalizar a verificação de tais regras e punir o desrespeito ao que nelas está estipulado.

Outrossim, no novo arranjo econômico, o Estado passou a ter a responsabilidade de assegurar e garantir o funcionamento do mercado e a atuação das empresas, em conformidade com os interesses públicos e os objetivos definidos. Trata-se de um modelo institucional que está situado entre dois modelos extremados – o modelo de mercado e o modelo de Estado –, tendo a doutrina proposto designá-lo de regulação (AZEVEDO, 2017, p. 40). Dessa forma, o Estado Regulador está situado exatamente entre as duas formas extremas, a do liberalismo puro, no qual as regras são as do *laissez faire, laissez passer*, e a do Estado Totalitário, caracterizado pelo papel intervencionista e centralizador.

No mesmo sentido é o entendimento de Claudio Franzius (2003 *apud* AZEVEDO, 2017, p. 40), segundo o qual estava em causa a gênese de um grau intermediário de responsabilidade pública, traduzido em um novo arranjo de articulação e coordenação de papéis entre o Estado e a sociedade, mostrando-se o Estado de Garantia não como um *Minimalstaat* da época liberal nem como um *Maximalstaat* do século XX. Assim, observa-se uma nova forma de relação entre o Estado e os agentes econômicos, na qual as responsabilidades de ambas as partes são partilhadas, cabendo ao primeiro conceder, coordenar e regular os serviços públicos, enquanto aos últimos compete prestar os serviços de acordo com os interesses sociais.

Nessa nova forma de atuação, verificada no *New Public Management*, ao Estado cabe garantir o funcionamento do mercado, por meio do estabelecimento de regras e diretrizes indutoras da economia, as quais passaram a ser obedecidas pelas empresas privadas, concessionárias de serviços públicos, em conformidade com o interesse público.

Finalmente, diante desse novo cenário, definiu-se que o papel do Estado Regulador passou a voltar a sua atenção a uma economia de mercado, com o estabelecimento de regras que viabilizaram a sua criação e o seu fortalecimento, bem como que induziram a realização de investimentos privados, imprescindíveis para o seu crescimento.

### **3.4 O Estado e a regulação do gás natural**

Conforme sedimentado nas subseções anteriores, a clássica abordagem adotada pelos Estados de orientar e dirigir as suas economias por meio de suas empresas estatais deu lugar a uma generalizada incapacidade e falência econômica, tornando-se inevitável a revisão de suas posições, de forma a liberalizar as suas economias e privatizar as suas empresas públicas, com o intuito de reduzir as funções estatais e os défices públicos até então existentes.

Desse modo, em meados dos anos de 1990, a alteração da modelagem econômica dos Estados fortaleceu o surgimento da figura do Estado Regulador, fundamental para ajustar os mercados de infraestrutura, uma vez que já não havia recursos públicos suficientes para realizar os investimentos necessários para entregar adequadamente serviços essenciais. Por esse motivo, os EUA e o Reino Unido iniciaram o processo de privatização de suas empresas públicas, em diversos segmentos, visando a estimular a entrada de capital privado em setores estratégicos da economia.

Posteriormente ao bem-sucedido processo de privatização realizado nos Estados norte-americano e britânico, esses países acabaram servindo de modelo para as demais economias do resto do mundo. Desse modo, ganhou força a criação do Estado Regulador também na União Europeia, que demandava um ente estatal com características de menor dependência da propriedade pública e de intervenção econômica, com a prevalência da livre concorrência e da iniciativa privada. Segundo Maria Eduarda Azevedo (2017, p. 120-121), o Estado Regulador na União Europeia é caracterizado pela presença de três características:

- (i) estrutura supranacional, marcada por poderes limitados de redistribuição e intervenção macroeconômica, com uma interferência indireta na economia e a presença de uma estrutura complexa de regulação;
- (ii) liberalização de seus mercados e desmantelamento dos monopólios públicos, sobretudo das *public utilities*; e
- (iii) construção comunitária do processo de regulação e de normas de intervenção indireta na economia.

Desse modo, a UE passou a ter preferência pela regulação das atividades econômicas e incentivou a sua liberalização em seus países-membros, os quais, historicamente, eram dominados pelos monopólios públicos, dentre eles os dos serviços relacionados ao setor de gás natural. Importa sublinhar que a liberalização não significa que o setor público empresarial tenha que desaparecer, podendo o Estado continuar a intervir, desde que respeite as regras da concorrência, valendo lembrar que o mercado concorrencial não é concretizável se uma das partes (o Estado) acumula funções de agente atuante e entidade que detém o poder de estabelecer as regras do jogo (MOREIRA; MAÇÃS, 2009, p. 11).

De tal modo, por um lado, coube ao Estado Regulador definir as regras e os condicionamentos a que os agentes econômicos passaram a estar sujeitos, controlando as suas atividades para que não pratiquem atos prejudiciais à concorrência e ao funcionamento do mercado aberto; e, por outro lado, também almejou corrigir falhas de mercado e contribuir para a satisfação dos usuários, assegurando que os serviços sejam prestados em condições de

igualdade e livre acesso (APOLINÁRIO, 2011, p. 238). Portanto, a regulação econômica tem como maior escopo a promoção da concorrência e do bem-estar social, com a proteção dos direitos dos consumidores.

Vital Moreira (2001, p. 227-228), ao abordar as justificativas para a regulação dos mercados, elencou cinco motivos para a sua realização:

- (i) necessidade de garantir o seu funcionamento adequado, com uma ampla e livre concorrência, pois a tendência natural é que agentes e grupos econômicos atuem de forma a abusar de sua posição, para aumentar os seus ganhos e ampliar o seu domínio no mercado;
- (ii) correção das falhas de mercado, principalmente para os setores em que não há um funcionamento livre adequado, como aqueles em que existem monopólios naturais, pela inviabilidade econômica de se duplicar as infraestruturas, sendo necessária e aceite a existência de um único operador. É o caso das indústrias de rede, como os serviços de transporte e distribuição de gás natural;
- (iii) existência de externalidades negativas ao funcionamento da economia, como, por exemplo, danos ambientais com o desenvolvimento de determinados setores econômicos, que acabam trazendo eventuais prejuízos à saúde pública e à segurança coletiva;
- (iv) necessidade de se proteger os interesses dos consumidores na relação desigual com os operadores econômicos, detentores da *expertise* técnica para o seu desenvolvimento; e
- (v) garantia das obrigações de serviço público, que foram mantidas com a liberalização e a privatização das empresas públicas.

Certamente, nos setores de transporte e distribuição de gás natural, estão presentes algumas das características acima elencadas, o que justifica a regulação setorial, visto que as suas indústrias são caracterizadas por infraestruturas econômicas e de rede, com elevada concentração de mercado, dotadas de monopólios ou oligopólios naturais, com uma tendência de as empresas detentoras das infraestruturas atuarem de maneira a abusar da sua posição dominante, com o fito de aumentarem a sua produtividade e os seus ganhos.

No mesmo sentido é o entendimento de Giovani Ribeiro Loss (2007, p. 72-74), que, ao versar sobre as indústrias de rede, identificou três características comuns: (i) externalidades positivas ou economias de rede; (ii) oportunidades de economias de escala; e (iii) articulação, em torno de infraestrutura propriamente dita, dos serviços finais a ela conectados.

No que se refere às externalidades positivas, elas podem ser verificadas na construção da rede de gás natural, pois, ao viabilizá-la, existe o benefício social do acesso à infraestrutura



e ao energético a diversos usuários. Quanto às oportunidades de economias de escala, trata-se do alto custo inicial de construção dos ativos que compõem a rede, que podem ser considerados *sunk costs* (custos irre recuperáveis), mas que possuem custos fixos de fornecimento relativamente baixos, muitas vezes aproximando-se do zero, o que reforça a necessidade de se realizar a regulação do acesso à infraestrutura. Por fim, ao ser construída a infraestrutura, é gerada uma articulação, que gira em torno dos ativos da rede, e, assim, no intuito de evitar abusos dos agentes detentores da rede, a atuação da regulação é imprescindível para que não haja prejuízos ou dificuldades do monopolista em dar acesso a terceiros à sua infraestrutura, de forma a prejudicar a livre concorrência setorial (LOSS, 2007, p. 72-74).

Ademais, como a indústria de gás natural é caracterizada pela existência de monopólios e oligopólios naturais, estão presentes falhas de mercado, como assimetrias de informações entre o agente econômico e o Ente Regulador. Finalmente, as externalidades negativas ao meio ambiente, no caso, por exemplo, de vazamentos de petróleo e de gás natural, podem trazer fortes prejuízos e impactar negativamente o meio ambiente, a saúde pública e o seu bem-estar. Por todas essas questões, fez-se necessário criar Entidades Reguladoras Independentes (ERIs)<sup>55</sup>, com a intenção de controlar, regular e fiscalizar a atuação dos agentes econômicos, para tutelar os interesses dos consumidores, garantir a livre iniciativa, assegurar o acesso às infraestruturas e promover a conservação do meio ambiente.

Cabe destacar que a criação das ERIs na indústria de gás natural também se justifica diante da complexidade técnica setorial e da necessária independência de atuação e coordenação da Administração Pública. Sendo assim, os Estados passaram a criar as mencionadas Entidades, as quais são vinculadas à Administração Pública, mas são dotadas de autonomia administrativa e financeira, além de especialidade técnica, de forma a assegurar o equilíbrio e a independência das atividades econômicas, estimulando a competitividade e a concorrência setorial.

---

<sup>55</sup> Em Portugal, o artigo 267.º, n.º 3, da Constituição da República Portuguesa, denomina essas Entidades como “Entidades Administrativas Independentes” (PORTUGAL, 2018b). No Brasil, elas são conhecidas como “Agências Reguladoras Independentes”, como é o caso da ANP, Autoridade Reguladora Independente, responsável pela regulação, controle e fiscalização dos serviços de petróleo, gás e biocombustíveis. Já nos EUA, quando surgiram, foram chamadas de Comissões Reguladoras Independentes (*Independent Regulatory Commissions*). A primeira Comissão norte-americana criada foi a *Interstate Commerce Commission*, em 1887. Posteriormente, vieram a *Federal Trade Commission* (FTC), em 1914, e a *Federal Communications Commission* (FCC), em 1934, dentre outras.

Igualmente, merece apontamento o fato de a regulação independente de tais Entidades ter como característica a autonomia e a independência funcional perante o Estado, garantida por meio da autonomia orçamentária e administrativa, assim como independência com relação aos entes regulados e à Administração Pública<sup>56</sup>, de modo a executar, de forma ampla e nos termos da lei, as suas funções normativas, sancionatórias e administrativas.

Diante desse cenário, o setor de gás natural também passou pelo processo de abertura e liberalização, uma vez que amplos processos de privatização incidiram nas empresas públicas do setor, abrindo espaço para a atuação da iniciativa privada. Assim, nesse novo modelo econômico, coube ao Estado formular políticas públicas e realizar a supervisão e a regulação dos serviços, os quais passaram a ser explorados, também, pelos atores econômicos privados.

Quanto à mudança da forma de atuação do Estado, assim destacou Marisa Apolinário (2011, p. 253): “[...] o processo de liberalização não significa a ruptura com o anterior sistema de serviços públicos, nem, tão-pouco, um desaparecimento da responsabilidade pública”; não obstante o “Estado tenha deixado de ter uma responsabilidade de execução ou de gestão, tem, no entanto, agora, uma responsabilidade de garantia”.

Isso posto, frente a essa nova ordem do mercado, colocou-se na regulação dos setores a responsabilidade de garantia, para que os serviços sejam prestados aos usuários de maneira universalizada, em igualdade de condições e tratamento, com qualidade, disponibilizando-se as informações de modo transparente, contínuo e regular, com uma tarifa módica e com sustentabilidade econômico-financeira. O papel que o Estado passa a desempenhar não é tanto o de comandar diretamente os atores sociais, mas antes o de estabelecer entre eles as regras do jogo, e o de vigiar o seu cumprimento (MOREIRA; MAÇÃS, 2009, p. 15).

No contexto do novo formato de organização estatal, as Entidades Reguladoras Independentes, nos termos já adotados nos EUA e no Reino Unido, também acabaram por ser instituídas na União Europeia, em Portugal e no Brasil. Há de se salientar que as mencionadas Entidades foram divididas em dois tipos: (i) aquelas que são responsáveis pela proteção dos direitos fundamentais; e (ii) aquelas com funções de Autoridade Reguladora dos mercados e das atividades econômicas (SANTOS; GONÇALVES; MARQUES, 2014, p. 133).

---

<sup>56</sup> A criação das Entidades Reguladoras Independentes também é objeto de crítica por parte de analistas, principalmente com relação à sua captura, seja por parte do Estado, que controla a sua atuação por meio da liberação de verbas orçamentárias necessárias para a sua manutenção, assim como da sua intervenção direta no Órgão Regulador, diante da necessária tomada de decisões, que, por vezes, são contrárias ao interesse do Estado; seja por parte dos entes regulados, que exercem pressões elevadas para que as decisões tomadas não sejam contrárias aos seus interesses, lembrando que, em certas situações, os entes regulados pertencem a conglomerados empresariais dotados de alto poder econômico e de influência política nos Estados.

Em Portugal, o fenômeno da regulação das atividades econômicas por meio de ERIs foi previsto na Constituição da República Portuguesa, no n.º 3 do artigo 267.<sup>57,58</sup>. O setor de gás natural passou a ser regulado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que foi criada com a promulgação do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho (PORTUGAL, 1995), mas que, somente a partir da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril (PORTUGAL, 2002), incorporou a regulação dos serviços de gás natural às suas atividades, pois, até então, a sua atuação se resumia aos serviços de energia elétrica.

Em 2013, com a promulgação da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras Independentes, Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto (PORTUGAL, 2013a), a ERSE também passou a ser regida por essa legislação, que serviu de marco legal para uniformizar a atuação das Entidades Reguladoras no território português e estabelecer as características mínimas necessárias que uma ERI deveria dispor, como, por exemplo, autonomia administrativa, financeira e de gestão, além da independência funcional, orgânica e técnica.

Vale mencionar que a criação da ERSE em muito se deu para atender às Diretivas europeias, que previam a necessidade de os países-membros abrirem as suas economias, historicamente controladas pelas empresas monopolistas estatais, conforme já anteriormente acentuado. Frente ao movimento de liberalização dos setores, a UE promulgou a Directiva Europeia da Eletricidade, Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996, que tinha como pano de fundo instituir um mercado interno de eletricidade na União Europeia, por meio da liberalização e da introdução da livre concorrência no setor (UNIÃO EUROPEIA, 1997), e que acabou servindo de exemplo para outros setores de infraestrutura, detentores de monopólios naturais, como o gás natural.

Essa Diretiva teve como objetivos:

- (i) estabelecer a liberdade de produção de energia elétrica, com o fim dos monopólios naturais;
- (ii) viabilizar a livre circulação de mercadorias, pessoas e serviços;
- (iii) constituir, progressivamente, um mercado concorrencial da eletricidade para viabilizar um mercado interno europeu;

---

<sup>57</sup> “Artigo 267.º. Estrutura da Administração [...] 3. A lei pode criar entidades administrativas independentes.” (PORTUGAL, 2018b).

<sup>58</sup> Em Portugal, foram criadas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o Instituto das Comunicações de Portugal - Autoridade Nacional de Comunicações (ICP-ANACOM), a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), a Autoridade da Concorrência (AdC), a Autoridade da Mobilidade e dos Transportes, a Autoridade Nacional de Aviação Civil, a Entidade Reguladora da Saúde (ERS), o Instituto de Seguros de Portugal, dentre outras ERIs.

- (iv) separar as atividades de produção, transporte (transmissão<sup>59</sup>) e distribuição de energia elétrica das empresas verticalmente integradas, obrigando-as a apartar a gestão e a contabilidade dessas atividades;
- (v) conceder o direito de acesso à rede pelos produtores e consumidores em condições de transparência, objetividade e não discriminação; e
- (vi) proteger os direitos dos consumidores e do ambiente (UNIÃO EUROPEIA, 1996).

Mais tarde, foi publicada a Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho de 1998 (UNIÃO EUROPEIA, 1998a), que previu os primeiros passos da liberalização do mercado de gás natural na UE, mas que ganhou força no mercado português somente a partir da publicação da Directiva n.º 2003/55/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2003b), que estabeleceu as primeiras iniciativas para fomentar a abertura da indústria de gás natural em Portugal, com o aprofundamento do processo de *unbundling*.

Com efeito, para atender às pretensões de liberalização do gás natural e reduzir a dependência externa de fornecimento de energia, o Governo de Portugal estabeleceu, por meio da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 10 de maio, posteriormente alterada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro, os seguintes objetivos para o Estado:

- (i) garantir a segurança de abastecimento energético do país, por meio da diversificação dos recursos primários e dos recursos estratégicos, bem como da promoção da eficiência energética;
- (ii) estimular e favorecer a concorrência setorial, com a promoção da competitividade e da eficiência das empresas; e
- (iii) assegurar a adequação ambiental no processo energético, reduzindo os impactos ambientais (PORTUGAL, 2005).

Com as diretrizes estabelecidas pelo Governo, este passou a apoiar a adoção das medidas necessárias para realizar a efetiva abertura do mercado de gás natural, com a constituição de novas empresas do setor de recepção, transporte e distribuição do energético, tornando-se imprescindível a atuação de uma Entidade Reguladora Independente<sup>60</sup>, no caso a

---

<sup>59</sup> No Brasil, o transporte de energia elétrica é chamado de transmissão de energia elétrica, que, da mesma forma, é realizada por empresas concessionárias de serviços públicos, e as suas atividades são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

<sup>60</sup> De acordo com a Directiva n.º 2009/73/CE, reforçou-se a necessidade de independência e autonomia da Entidade Reguladora em relação ao Governo ou quaisquer outros interesses públicos ou privados. As ERIs devem, portanto, ser jurídica e funcionalmente independentes com relação ao Estado, sendo fundamental possuírem autonomia orçamental para desenvolver as suas funções definidas na sua lei de criação. Essas garantias de independência são essenciais para garantir o funcionamento adequado do mercado de gás natural, por meio de uma regulação independente, técnica e eficiente (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

ERSE, para garantir a imparcialidade da regulação por meio da separação entre o “Estado Regulador” e o “Estado Operador” (ANASTÁCIO, 2009, p. 323), controlando e fiscalizando os serviços que foram concedidos às novas concessionárias.

Insta salientar que a própria ERSE se descreve como uma pessoa coletiva de direito público, dotada de autonomia administrativa e financeira, e possuidora de patrimônio próprio, que se rege “pelos seus Estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho e pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho” (PORTUGAL, 2019c).

Nessa senda, a ERSE foi instituída com a competência de regular, de maneira independente, os setores de gás natural e de eletricidade em Portugal, tendo como principais atribuições:

- (i) proteger os direitos dos consumidores, em particular dos clientes finais economicamente vulneráveis, em relação a preços, forma e qualidade de prestação de serviços;
- (ii) velar pelo cumprimento, por parte dos agentes económicos, das obrigações de serviços públicos previstas em lei e nos regulamentos;
- (iii) promover um constante aprimoramento do mercado interno de gás natural, com concessões equilibradas económica e financeiramente, de forma a assegurar o desenvolvimento e o incremento setorial;
- (iv) implementar medidas que assegurem igualdade de tratamento e de oportunidade entre os agentes económicos; e
- (v) promover a concorrência entre os agentes intervenientes no mercado, por meio de uma relação transparente entre operadores, utentes e Estado<sup>61</sup>.

Cumprir observar que se concentrou na ERSE a regulação das atividades de energia elétrica e de gás natural, dada a afinidade dos dois mercados, importando assim conferir-lhes unidade e coerência na aplicação dos princípios inerentes aos dois setores, não devendo descuidar, porém, das especificidades de cada atividade económica (CASTRO, 2014, p. 83). Ademais, em determinadas atividades, os energéticos se complementam, como é o caso, por exemplo, das usinas termelétricas a gás natural, que se utilizam do energético para ampliar a produção de energia elétrica, o que reforça ainda mais a acertada decisão de unir a regulação dos dois setores na mesma Entidade.

---

<sup>61</sup> De acordo com artigo 3.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro (PORTUGAL, 2012a).

A ERSE foi criada com o intuito de regular o sistema nacional de gás natural, diante da complexidade cada vez maior do setor e da necessidade do Estado de descentralizar as suas atividades administrativas, ganhando em eficiência, tecnicidade e racionalidade, sendo sua responsabilidade acompanhar e supervisionar as atividades realizadas pelos entes regulados de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte e distribuição de gás natural, nomeadamente atividades caracterizadas por serem monopólios naturais.

No mais, importa enfatizar que a ERSE é dotada de independência tanto do Governo quanto das entidades reguladas, uma vez que os seus dirigentes são nomeados com mandatos fixos e inamovíveis, o que garante a imparcialidade das decisões técnicas por ela realizadas, item fundamental para prestar adequadamente as suas funções de regulação, controle e fiscalização das atividades de gás natural. A Entidade possui receita própria, sendo financiada por contribuições obrigatórias das entidades reguladas, fazendo-se necessário prestar contas ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia.

Com relação à sua forma de atuação, ela exerce as suas funções de regulação e controle do setor de forma partilhada com a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), órgão responsável pelas questões atinentes a valores mobiliários. Em 2018, o Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto, estabeleceu a transferência de competências da atual Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), bem como da Autoridade da Concorrência (AdC), para a ERSE (PORTUGAL, 2018d).

Em 2013, conforme anteriormente asseverado, o Governo de Portugal publicou a Lei-Quadro das Entidades Reguladoras Independentes, Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto (PORTUGAL, 2013a)<sup>62</sup>. A promulgação do mencionado diploma legal em muito se justificou pela grave crise econômica de 2008, que trouxe severos prejuízos financeiros ao país, especialmente ao setor bancário, que, por essa razão, recebeu a intervenção econômica do Banco Central Europeu, de forma a solucionar os problemas fiscais verificados.

Nessa legislação, uma vez mais se reforçou a necessidade de as Entidades Reguladoras observarem princípios de boas práticas de gestão, sendo fundamental fiscalizar as atividades dos agentes econômicos de forma a entregarem serviços com altos padrões de qualidade, por

---

<sup>62</sup> Alterada pela Lei n.º 12/2017, de 2 de maio (PORTUGAL, 2017a), e pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro (PORTUGAL, 2018a).

meio de uma atuação transparente, dotada de autonomia financeira e patrimonial<sup>63</sup>. Assim, para que a atuação da ERSE seja efetiva, ela deverá dispor dos seguintes requisitos:

- (i) ter autonomia administrativa e financeira com relação ao ente estatal;
- (ii) possuir autonomia de gestão e independência orgânica, funcional e técnica, condição fundamental para que não haja a captura do regulador;
- (iii) possuir funcionários técnicos e em quantidade e qualidade suficientes para cumprir as suas funções previstas em lei e regulamentos;
- (iv) ter poderes de regulamentação, controle, fiscalização e sanção perante os entes regulados; e
- (v) atuar de forma a garantir os interesses dos consumidores.

Com relação à autonomia administrativa e financeira da ERSE, ela somente pode se realizar por meio do pagamento de contribuições, taxas ou tarifas de regulação por parte dos entes por ela regulados, nos termos do artigo 34.º, n.º 1 e n.º 2, da Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto<sup>64</sup>. Assim, com a sua própria receita, a ERSE é autossuficiente para executar as funções de controle, regulação e fiscalização das atividades de gás natural, nos termos da lei.

De igual forma, a ERSE detém independência orgânica, funcional e técnica da Administração Pública. Nesse sentido, o seu Regulamento Interno é rigoroso quanto ao nível de exigências técnicas e profissionais de seus funcionários, que devem atender à qualificação técnica necessária para executar as suas atividades, requisito imprescindível para cumprir as suas atribuições previstas em lei.

Por seu turno, no Brasil, a regulação da indústria de gás natural passou a ocorrer a partir da publicação da Lei Federal n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo, que, além de dispor sobre a Política Energética do país e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (BRASIL, 1997).

De acordo com o artigo 7.<sup>o65</sup> do referido diploma legal, quando da sua criação, a ANP foi instituída como uma entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao

<sup>63</sup> Artigo 4.º, n.º 1 e n.º 2, da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras – Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto (PORTUGAL, 2013a).

<sup>64</sup> “Artigo 34.º. Contribuição, taxas e tarifas. 1 - As entidades reguladoras podem cobrar, nos termos dos respetivos estatutos, uma contribuição às empresas e outras entidades sujeitas aos seus poderes de regulação e de promoção e defesa da concorrência respeitantes à atividade económica dos setores privado, público, cooperativo e social. 2 - As entidades reguladoras podem ainda cobrar, nos termos dos respetivos estatutos, taxas ou tarifas às empresas e outras entidades destinatárias da atividade da entidade reguladora e dos serviços prestados por esta, com exceção das situações a que se refere o n.º 4 do artigo 40.º.” (PORTUGAL, 2013a).

<sup>65</sup> “Art. 7.º. Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador

regime de autarquia especial, com a função de regulador da indústria do petróleo e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Não obstante o início da regulação das atividades de petróleo e de gás natural, a Lei do Petróleo mostrou-se apropriada somente ao setor do petróleo, uma vez que, com o crescimento e o desenvolvimento da indústria de gás natural, permaneciam lacunas legais que impossibilitavam a realização de vultosos investimentos no setor no Brasil (LOSS, 2007, p. 77).

Desse modo, em 2009, foi publicada a Lei do Gás, Lei Federal n.º 11.909, de 4 de março (BRASIL, 2009c), que, além de expressamente estabelecer a competência da ANP para a promoção da regulação, do controle e da fiscalização das atividades de gás natural e biocombustíveis<sup>66</sup>, também inseriu definições aplicáveis ao setor e estabeleceu os regimes de concessão aplicáveis à atividade de transporte de gás natural.

Convém estabelecer que a regulação do setor de gás natural começou a ser vista com maior seriedade no país a partir da década de 1990, momento em que o Brasil passou por severos ajustes legais, a partir da promulgação da Constituição Federal de 1988, dando início à tardia industrialização e privatização de setores estratégicos no país, dentre eles, o do petróleo e o do gás natural, com a descoberta de campos de petróleo no Recôncavo Baiano e, posteriormente, na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, e na Bacia de Santos, no estado de São Paulo.

Assim, com o crescimento da produção de petróleo, também se verificou que consideráveis quantidades de gás natural associadas à exploração de seus campos tornaram-se disponíveis no país e deveriam ser aproveitadas economicamente pela indústria brasileira. Além disso, o Brasil passou a importar gás natural de origem boliviana e argentina, o que agravou ainda mais a necessidade de se criar uma legislação setorial específica ao energético, o que se realizou somente com a publicação da Lei do Gás, que foi regulamentada pelo Decreto n.º 7.382, de 3 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010).

Cabe destacar que a cadeia de gás natural subdividiu as atividades em três formas: *upstream*, *midstream* e *downtream*. As atividades caracterizadas como de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural estão elencadas no *upstream*, e, no Brasil, a sua

---

da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.” (BRASIL, 1997).

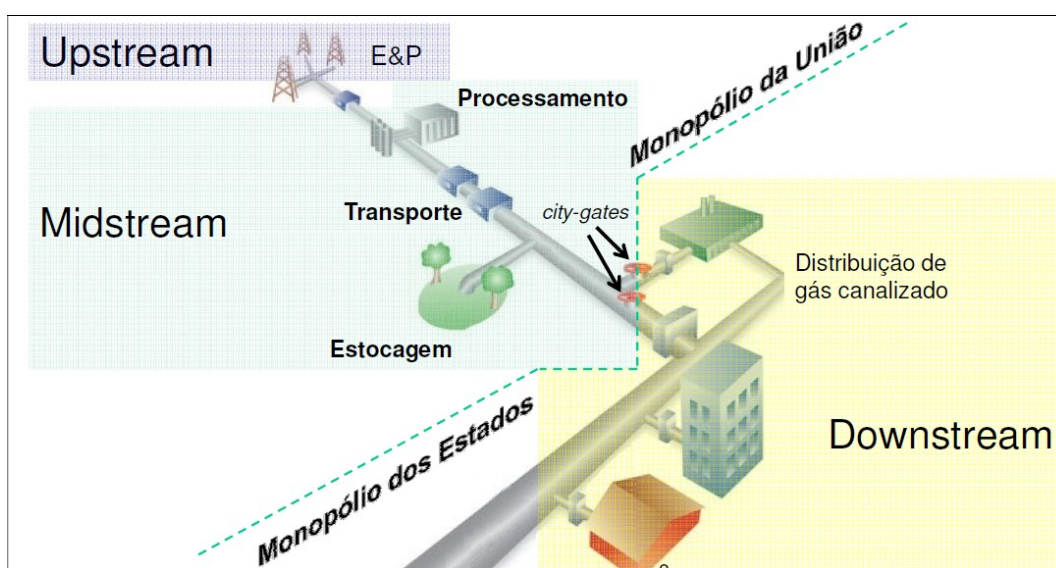
<sup>66</sup> “Art. 7.º. Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, **gás natural**, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Art. 8.º. A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do **gás natural** e dos biocombustíveis.” (BRASIL, 2009c, grifos nossos).



regulação e fiscalização compete à ANP, nos termos do artigo 21 da Lei do Gás<sup>67</sup>. De igual sorte, as atividades de processamento, estocagem e transporte de gás natural, incluindo-se a exportação e a importação, são reguladas pela ANP e consideradas como *midstream*. Por derradeiro, as atividades de distribuição do energético são reguladas e fiscalizadas pelos estados da Federação, por meio de suas Entidades Reguladoras ou Secretarias Estaduais, nos termos do § 2.º do artigo 25 da Constituição Federal<sup>68</sup>.

Na Figura 4, abaixo, segue a estrutura da indústria do gás natural no Brasil.

Figura 4 - Estrutura da indústria do gás natural no Brasil.



Fonte: Apresentação com o tema “Regulação da atividade dutoviária: a regulamentação da indústria de gás natural” (MATHIAS, 2013, p. 9).

Legenda: E&P = Exploração e Produção.

Como é possível visualizar no esquema acima representado, o transporte de gás natural integra o *midstream* da cadeia de gás natural, sendo de competência da ANP a sua regulação, uma vez que o agente prestador do serviço de transporte do energético é um monopolista setorial, e, por esse motivo, as suas atividades devem ser reguladas, controladas e fiscalizadas pela Entidade Reguladora competente, o que será objeto de maior aprofundamento no capítulo 6 da presente dissertação.

<sup>67</sup> “Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei.” (BRASIL, 2009c).

<sup>68</sup> “Artigo 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição. [...] § 2.º. Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.” (Redação dada pela Emenda Constitucional n.º 5, de 1995) (BRASIL, 1988).

## 4 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA UNIÃO EUROPEIA

Conforme sedimentado nos capítulos anteriores deste estudo, grandes setores da atividade econômica passaram por severos ajustes em seus modelos para se adequarem às novas necessidades sociais, sendo que, dentre os setores de infraestrutura, a indústria de gás natural foi um dos segmentos que careciam de maiores mudanças, a fim de que o energético se consolidasse no desenvolvimento industrial e econômico dos países, já atendendo às matrizes de crescimento econômico sustentável.

Diante desse cenário, a União Europeia também alterou as suas principais atividades econômicas para criar um mercado interno forte e competitivo, no intuito de fazer frente às poderosas economias mundiais, como a norte-americana, e ao crescente desenvolvimento dos países emergentes asiáticos, de forma a trazer impactos positivos aos cidadãos europeus.

Dentre os principais ajustes realizados na regulação do gás natural, serão abordadas, neste capítulo, as Diretivas da UE que visaram a privatizar as empresas incumbentes e implementar a gradual liberalização setorial, por meio da separação das atividades da cadeia produtiva, também conhecida como *unbundling*, que trouxe maior transparência às atividades desenvolvidas e foi de suma relevância para a construção de um mercado aberto, livre e concorrencial entre os países-membros da União Europeia.

### 4.1 Enquadramento legal da introdução do gás natural na União Europeia

A indústria de gás natural é caracterizada por ser uma atividade de escala, com a necessidade de realização de vultosos investimentos, especialmente das atividades de transporte e distribuição do energético, na construção de redes de escoamento, cada vez mais capilarizadas, para atender ao maior número possível de usuários.

Dada essa característica e a complexidade da infraestrutura de escoamento de GN, que possui vida útil prolongada e de uso específico, existem claros incentivos para que os detentores das infraestruturas criem barreiras à entrada de novos agentes nos mercados. Por esse motivo, historicamente, a indústria de gás natural e o seu transporte foram dominados por empresas estatais monopolistas naturais.

No entanto, com a crise financeira que acometeu as principais economias mundiais no início da década de 1990, a União Europeia entendeu que se fazia necessário iniciar os processos de liberalização do setor de gás natural, de forma a atender a três objetivos comuns: (i) liberdade de investimento e comércio em todo o espaço comunitário; (ii) acesso regulado e

não discriminatório às infraestruturas (redes de transporte e distribuição); e (iii) liberdade de escolha de fornecedor atribuída a todos os consumidores (SANTOS, 2012, p. 12).

As mencionadas diretrizes deveriam ser implementadas gradativamente pelos países-membros, de modo a viabilizar o mercado para a entrada de novos agentes, tendo como principal consequência a desintegração vertical das diversas atividades da cadeia produtiva de GN, tornando-as mais dinâmicas e competitivas (MORAIS, 2005, p. 64-65).

O primeiro país europeu a realizar uma abertura de seu mercado para a concorrência foi o Reino Unido, que, até os idos dos anos de 1980, era monopolizado pela empresa estatal *British Gas* (BG), que fornecia gás natural tanto para as indústrias quanto para os consumidores residenciais, por meio das infraestruturas nacionais de transporte do energético. Além disso, a BG também monopolizava a propriedade das infraestruturas *on shore* (gasodutos, sistemas de armazenagem) e *offshore*, dado que detinha a exclusividade dos contratos de longo prazo de *take or pay*<sup>69</sup> com os produtores do energético.

Essa situação permaneceu no Reino Unido até 1982, ano da publicação do *Oil and Gas Act*, nomeadamente um programa estatal de liberalização da indústria de gás natural, que procurou estimular a competição setorial, por meio da separação das atividades da BG, mas que teve pouca eficácia, visto que a empresa continuou a controlar todas as atividades da cadeia de gás natural, permanecendo como o único comprador do energético, o que trazia dificuldade para tornar viável a entrada de novos agentes econômicos nas atividades de produção, transporte e distribuição.

Por essa razão, em 1986, foi publicado o *Gas Act*, que buscou realizar reformas estruturantes no mercado de gás natural, com base na privatização da BG e na regulação independente das atividades prestadas no setor, que passou a ser de responsabilidade da *Office of Gas Supply* (OFGAS), Entidade Reguladora britânica, a qual detinha a competência de fixar os preços praticados no setor.

A despeito da publicação das citadas regulamentações setoriais, foi somente a partir de 1992, após a realização de diversas alterações regulatórias, que o Reino Unido implementou a competição setorial, pois a BG foi obrigada a realizar a separação contábilística das atividades de transporte, armazenagem e comercialização de gás, e, além disso, a OFGAS estabeleceu o objetivo de 60% do gás fornecido no país serem originários de novos entrantes. Como resultado, 32 novas empresas passaram a atuar no mercado, sendo responsáveis, inicialmente,

---

<sup>69</sup> O contrato de *take or pay*, como bem explanado por Vasco Coucello (1995, p. 21), é caracterizado pela denominação das quantidades que vão ser adquiridas pelo comprador ao longo dos 20 a 25 anos do contrato, sendo o comprador obrigado a pagar por essas quantidades, quer as consuma (*take*), quer não as consuma (*or pay*).

por 20% do fornecimento do energético aos clientes industriais, número esse que atingiu 60% nos anos subsequentes (MORAIS, 2005, p. 80).

Em 1995, um novo *Gas Act* implementou de forma definitiva a abertura dos mercados e a concorrência setorial, com a separação das atividades de produção, armazenagem, transporte e distribuição do energético.

Sem dúvida, com a realização da abertura e da liberalização dos mercados de infraestrutura propostas pelo Governo de Margaret Thatcher, conforme exposto no capítulo 3 do presente trabalho, em especial no setor de gás natural, o modelo até então adotado pelo Reino Unido serviu de inspiração para a sua implementação também na União Europeia, sendo esmiuçado de que forma isso se realizou nas próximas subseções.

#### **4.2 A liberalização do setor e a separação das atividades na indústria do gás natural (*unbundling*)**

No momento da liberalização do setor de gás natural na União Europeia, a legislação pertinente classificou-o em conjunto com a energia elétrica, de maneira separada do setor petrolífero, uma vez que este último tem como característica a existência de um mercado concorrencial na sua distribuição e no seu abastecimento, o que não ocorre com os setores de energia elétrica e de gás natural, os quais dependem de infraestruturas físicas (redes) para a realização do transporte e da distribuição aos usuários dos serviços. Desse modo, a União Europeia decidiu por legislar e aplicar regras regulatórias uniformes para aqueles setores caracterizados pela existência de monopólios naturais, segregando as atividades de transporte e distribuição, para estimular a abertura desses mercados (CASTRO, 2014, p. 19).

O início da regulação do mercado de gás natural na UE se deu na década de 1990, especialmente com a publicação da Directiva n.º 90/377/CE, do Conselho, de 29 de junho de 1990 (UNIÃO EUROPEIA, 1990), que estabeleceu um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao consumidor industrial de eletricidade e de gás natural, e teve como objetivo promover a livre escolha dos fornecedores pelos consumidores.

Posteriormente, em 1991, foram iniciadas as tratativas entre os países-membros da União Europeia, com o intuito de instaurar uma cooperação no setor de energia com as nações do Leste Europeu e da antiga União Soviética, na perspectiva de estimular a reconstrução energética na Europa e melhorar a sua segurança. Como resultado das conversas iniciadas em julho, em Bruxelas (Bélgica), e concluídas em 17 de dezembro, em Haia (Holanda), foi celebrada, entre 51 signatários, a “Carta Europeia de Energia”, na qual os países-membros se

comprometeram a cumprir os objetivos de promoção da cooperação em longo prazo do domínio da energia, com base nos princípios enunciados no referido documento.

No mesmo ano, foi publicada a Directiva n.º 91/296/CEE, do Conselho, de 31 de maio (UNIÃO EUROPEIA, 1991), que visou a regulamentar o trânsito de gás natural nas grandes redes europeias e previu a necessidade de se desenvolver uma estratégia energética comunitária integrada, para permitir o aumento da segurança do abastecimento energético e a proteção do meio ambiente europeu. Para que esses objetivos da União Europeia fossem alcançados, fez-se necessária a previsão de regras comuns quanto à utilização e ao trânsito de gás natural nas redes de alta pressão, o que foi alcançado com a Diretiva em questão.

Após a publicação da aludida norma, a União Europeia deu início à abertura dos setores de energia elétrica e de gás natural, tendo como fundamento a constituição progressiva de um mercado interno único de energia. Nesse contexto, o Parlamento Europeu e o Conselho estabeleceram diretrizes para a sua liberalização em nível europeu, pondo fim aos monopólios legais que ainda subsistiam em muitos Estados-membros (APOLINÁRIO, 2011, p. 232-233).

Em 1993, o Conselho da União Europeia publicou a Directiva n.º 93/38/CEE, de 14 de junho<sup>70</sup> (UNIÃO EUROPEIA, 1993), que buscou coordenar os processos de celebração de contratos nos setores de água, energia (elétrica e gás natural), transportes e telecomunicações. Essa Diretiva ficou conhecida como a “norma dos setores excluídos”, uma vez que esses segmentos não estavam contemplados na legislação anterior da União Europeia (Livro Branco), a qual estabeleceu um programa de ação e um calendário para o acesso aos contratos de serviços públicos.

A Diretiva em questão foi necessária para dar início à abertura dos mercados e à celebração dos contratos nesses setores, pois eles eram marcados pela inexistência de realização de concursos públicos em nível europeu, assim como pela operação das atividades pelas autoridades nacionais, que detinham a exclusividade da prestação dos serviços, colaborando com o fechamento dos mercados e a existência de obstáculos para a aquisição de energia e combustíveis no setor energético pelos países da União Europeia<sup>71</sup>.

A despeito da criação dessa Diretiva, pode-se referir que o primeiro passo efetivo dado pela UE no processo de liberalização dos setores de eletricidade e de gás natural ocorreu com a publicação do Primeiro Pacote Legislativo para a Energia, que estabeleceu, de forma pioneira, por meio da Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de

---

<sup>70</sup> Posteriormente revogada pela Directiva n.º 2004/17/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004 (UNIÃO EUROPEIA, 2004a).

<sup>71</sup> Considerandos (7), (11), (16) e (17) da Directiva n.º 93/38/CEE (UNIÃO EUROPEIA, 1993).

junho de 1998 (UNIÃO EUROPEIA, 1998a), regras comuns para a criação de um mercado interno de gás natural.

Dentre as principais novidades trazidas por tal Diretiva europeia, cabe destacar:

- (i) a progressiva implementação de um mercado interno de gás natural, com o intuito de favorecer a interligação e a interoperabilidade das redes – considerandos (7) e (8);
- (ii) a previsão principiológica de as empresas de gás natural operarem em condições não discriminatórias – considerando (11); e
- (iii) a instituição de regras comuns para o transporte, a distribuição, o fornecimento e o armazenamento de gás natural para todos os seus Estados-membros – artigo 1.º (UNIÃO EUROPEIA, 1998a).

No que tange às empresas de transporte de gás natural, foram previstas obrigações relativas a questões como segurança, inclusive de abastecimento, regularidade, qualidade e preço de fornecimento, além da proteção ao meio ambiente (artigo 3.º, n.º 2). Também foram estabelecidas regras de não adoção de medidas discriminatórias entre utilizadores ou categorias de utilizadores da rede, em especial em favor das suas empresas coligadas (artigo 7.º). No mais, foram inseridas normas para concretizar, progressivamente, um mercado concorrencial de gás natural e favorecer a interligação e a interoperabilidade das redes, assegurando a transparência dos preços praticados ao usuário de gás natural e a sua não discriminação, por meio de regras garantidoras de segurança do abastecimento, defesa do consumidor e proteção ao meio ambiente, consoante os considerandos (4), (8), (11) e (12) (UNIÃO EUROPEIA, 1998a).

A Diretiva em epígrafe também defendia aos Estados-membros a competência do estabelecimento de obrigações aos agentes econômicos, de forma a obedecer às orientações da legislação europeia. Nesse sentido, a abertura do mercado mostrava-se imperiosa, pois o setor era explorado por entidades monopolistas, detentoras de posições dominantes nos mercados nacionais. Assim sendo, a Comissão Europeia elegeu o direito de acesso de terceiros às redes como indispensável para o sucesso da liberalização do mercado e a eliminação dos mencionados monopólios ainda existentes no gás natural (SANTOS, 2012, p. 23).

Apesar disso, não era unânime a adoção das medidas de abertura setorial e extinção dos monopólios naturais entre os países-membros, de tal sorte que a União Europeia, após um longo processo legislativo, aprovou a proposta de adoção de regras de transparência e separação contabilística entre empresas integradas de gás natural, devendo haver uma segregação das suas atividades de transporte, distribuição e armazenamento, a fim de evitar

discriminação, subsídios cruzados e distorções concorrenciais<sup>72</sup>. Essa foi a primeira sinalização dada pelo legislador comunitário quanto ao incremento da concorrência setorial e à implementação do *unbundling*<sup>73</sup>.

Cumprе ressaltar que a Directiva n.º 98/30/CE trouxe relevantes avanços ao mercado de gás natural quanto à criação de um mercado interno, assim como benefícios em termos de ganhos de eficiência, reduções de preços, padrões de serviço mais elevados e melhoria dos níveis de competitividade entre os agentes econômicos. Não obstante isso, a referida norma demonstrou ser insuficiente para implementar a almejada liberalização setorial e muito pouco foi feito pelos Estados-membros para o estabelecimento de um mercado europeu de gás natural, o que resultou, em 2000, na solicitação de uma nova proposta legislativa do Conselho da Comissão Europeia.

Assim, cinco anos após a entrada em vigor da Directiva n.º 98/30/CE, o Segundo Pacote Legislativo para a Energia foi publicado, com a Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003 (UNIÃO EUROPEIA, 2003b), que, além de revogar a Diretiva anterior, estabeleceu regras comuns para o mercado interno de gás natural e buscou acelerar o processo de privatização e liberalização setorial nos países da UE.

A nova Diretiva almejou instituir metas ambiciosas no mercado europeu, por meio da abertura de seus mercados para a concorrência, visando a estimular a eficiência setorial, reduzir os preços praticados, assegurar a existência de padrões de qualidade mais elevados e promover a concorrência setorial (APOLINÁRIO, 2011, p. 242).

As principais deficiências e possibilidades de melhoria do funcionamento do mercado identificadas pela Diretiva de 2003 foram as seguintes:

- (i) reforço quanto à necessidade de ser dado um tratamento equitativo aos concorrentes, devendo haver a mitigação de situação discriminatória entre os agentes, de forma que não exista favorecimento de uma empresa em detrimento de outra;

---

<sup>72</sup> O artigo 13.º, n.º 3, da Directiva n.º 98/30/CE assim dispõe: “Na sua contabilidade interna, as empresas integradas de gás natural manterão contas **separadas** das suas actividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás natural e, se for esse o caso, contas consolidadas das actividades não ligadas ao sector do gás, tal como lhes seria exigido se as actividades em questão fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência. Essa contabilidade interna incluirá um balanço e uma conta de ganhos e perdas de cada actividade” (UNIÃO EUROPEIA, 1998a, grifo nosso).

<sup>73</sup> *Unbundling* pode ser conceituado como o processo de separação das actividades da cadeia de valor, em dois grupos: as actividades concorrenciais e as actividades reguladas (monopólio natural) (SANTOS, 2012, p. 20). No caso concreto do gás natural, a separação das actividades da cadeia de valor das actividades reguladas se daria entre as actividades de transporte e distribuição de gás natural, caracterizadas pela existência de monopólios naturais.

- (ii) diminuição do risco de ocorrência de posições dominantes e de comportamentos predatórios por operadores econômicos;
- (iii) garantia de tarifas de transporte e distribuição de gás natural não discriminatórias, por meio do acesso à rede com base em regras tarifárias publicadas antes da sua entrada em vigor; e
- (iv) garantia da proteção dos direitos dos pequenos clientes e dos clientes vulneráveis.

Ademais, na Diretiva em tela, foram também constatados entraves regulatórios que impediram a realização de um mercado interno de gás natural, os quais mereciam ser ultrapassados para que o processo de liberalização do setor pudesse alcançar os objetivos traçados pela União Europeia. Dentre os problemas verificados, destacaram-se os seguintes:

- (i) diferença do nível de abertura dos mercados entre os países-membros;
- (ii) estruturas tarifárias inadequadas e grandes disparidades entre países e regiões no que se refere às tarifas de acesso às redes para operações de transporte e distribuição;
- (iii) falta de interoperabilidade entre as redes de gás, bem como de uma tarifação harmônica para o transporte transfronteiriço de longa distância;
- (iv) concentração de produção e importação de gás a um número reduzido de operadores;
- (v) obstáculos quanto à qualidade não uniformizada do gás natural distribuído entre os países; e
- (vi) falta de transparência quanto à capacidade ociosa das infraestruturas, nos níveis interno e externo (MORAIS, 2005, p. 70).

Desse modo, diante dos pontos de deficiência e de melhorias do setor, o legislador europeu verificou que, para acelerar a liberalização do mercado, seriam imprescindíveis alguns aprimoramentos.

Em primeiro lugar, era preciso realizar a separação de empresas pertencentes a um mesmo grupo econômico e que estivessem verticalmente integradas. Essa exigência facilitaria a existência de um acesso mais eficiente e não discriminatório às redes por concorrentes setoriais e evitaria conflitos de interesse, tendo constituído o primeiro passo dado pelo mercado europeu na efetiva instituição do processo de *unbundling*.

A Diretiva n.º 2003/55/CE classificou três formas de separação (*unbundling*) que poderiam ser adotadas pelos mercados regulados da União Europeia: (i) separação contábilística (*accounting unbundling*); (ii) separação funcional (*functional unbundling*); e (iii) separação jurídica (*legal unbundling*) (UNIÃO EUROPEIA, 2003b).

A separação contábilística exige que a contabilidade das atividades relacionadas à rede esteja apartada das demais atividades, como se fossem prestadas por empresas distintas. Essa



é uma maneira mais tênue de se realizar a separação das atividades entre empresas prestadoras de serviços, de modo a evitar a discriminação de uma empresa verticalmente integrada para com os seus concorrentes. Essa forma de separação no setor de gás natural pode ser observada no artigo 17.<sup>o74</sup> da Diretiva em questão, que obrigou empresas de GN a manterem, na sua contabilidade interna, contas separadas das atividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento, como se fossem exercidas por empresas distintas.

Já a separação funcional exige a segregação das funções no nível da gestão das atividades, de forma a evitar que haja a troca de informações privilegiadas entre empresas do mesmo grupo econômico. Nesse tipo de separação, apesar de não se exigir que empresas verticalizadas não possam exercer atividades em diferentes partes da cadeia produtiva, determina-se como obrigatória a segregação total das funções executadas pelas empresas.

Com efeito, a separação funcional foi um dos elementos mais relevantes observados no Segundo Pacote Legislativo, pois instaurou o princípio da independência dos operadores de rede (artigo 9.<sup>o</sup> da Directiva n.º 2003/55/CE), que prevê a proibição das pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte de participar das estruturas de empresa responsável, direta ou indiretamente, pela exploração das atividades de produção, distribuição e fornecimento de gás natural<sup>75</sup>. Considerando essa disposição, determinou-se a independência dos responsáveis pela gestão de uma empresa operadora de rede de gás natural com relação a empresas verticalmente integradas. Desse modo, a um administrador de uma empresa operadora de rede de transporte de gás natural passou a não ser permitido exercer a mesma função em empresas responsáveis pela produção, distribuição e fornecimento do energético.

Por fim, quanto à separação jurídica, trata-se de uma forma mais severa de *unbundling* com relação às duas outras modalidades anteriormente explanadas. Nesse tipo de separação,

<sup>74</sup> “Artigo 17.<sup>o</sup>. Separação das contas [...] 3. As empresas de gás natural devem manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para cada uma das suas actividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento, como lhes seria exigido se as actividades em questão fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência. Devem também manter contas, que poderão ser consolidadas, para as restantes actividades no sector do gás não ligadas às actividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento.” (UNIÃO EUROPEIA, 2003b).

<sup>75</sup> “Artigo 9.<sup>o</sup>. Separação dos operadores das redes de transporte 1. No caso do operador da rede de transporte fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, deve ser independente, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras actividades não relacionadas com o transporte. Estas normas não criam a obrigação de separar a propriedade dos activos da rede de transporte da empresa verticalmente integrada. 2. A fim de assegurar a independência do operador da rede de transporte referido no n.º 1, são aplicáveis os seguintes critérios mínimos: a) As pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte não podem participar nas estruturas da empresa de gás natural integrada responsáveis, directa ou indirectamente, pela exploração diária da produção, distribuição e fornecimento de gás natural; b) Devem ser tomadas medidas adequadas para garantir que os interesses profissionais das pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte sejam tidos em conta de maneira a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente. [...]” (UNIÃO EUROPEIA, 2003b).

exige-se das empresas verticalmente integradas que haja uma total separação legal das empresas do mesmo grupo econômico. Esse tipo de *unbundling* garante que as operações sejam executadas de maneira totalmente independente, pois a operação da rede deve ser segregada das demais atividades de produção, distribuição e comercialização. Vale destacar que a Directiva n.º 2003/55/CE, em seu artigo 9.º, já citado, exigiu das empresas operadoras das redes de transporte de gás natural que fossem separadas funcional e legalmente<sup>76</sup>.

Em segundo lugar, para acelerar a liberalização setorial, a Comissão Europeia identificou que a atuação de uma Entidade Reguladora Independente seria fundamental para garantir a fixação e a aprovação de tarifas, estabelecer as metodologias aplicáveis aos cálculos tarifários de transporte e distribuição do energético, e assegurar o acesso às instalações dos operadores, mediante o pagamento de uma justa remuneração. Nesse sentido, a Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003 (UNIÃO EUROPEIA, 2003a), estabeleceu regras comuns de liberalização gradual do mercado de energia, inclusive do mercado de gás natural, com transparência de atuação das empresas incumbentes e não discriminação das redes de transporte e distribuição de gás natural, sendo que a atuação das Entidades Reguladoras tornava-se fundamental no estabelecimento de metodologias de cálculo de remuneração das tarifas de transporte e distribuição.

Além disso, na Directiva n.º 2003/55/CE, foi determinado que as Entidades Reguladoras devessem atuar de maneira totalmente independente dos interesses do setor de

---

<sup>76</sup> “Artigo 9.º. Separação dos operadores das redes de transporte 1. No caso do operador da rede de transporte fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, deve ser **independente, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões**, das outras atividades não relacionadas com o transporte. Estas normas não criam a obrigação de separar a propriedade dos activos da rede de transporte da empresa verticalmente integrada. 2. A fim de assegurar a independência do operador da rede de transporte referido no n.º 1, são aplicáveis os seguintes critérios mínimos: a) As pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte **não podem participar nas estruturas da empresa de gás natural integrada responsáveis, directa ou indirectamente**, pela exploração diária da produção, distribuição e fornecimento de gás natural. b) Devem ser tomadas medidas adequadas para garantir que os interesses profissionais das pessoas responsáveis pela **gestão do operador da rede de transporte sejam tidos em conta de maneira a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente**. c) O operador da rede de transporte deve dispor de poder de decisão efectivo e independente da empresa de gás integrada no que respeita aos activos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede. Tal não impede que exista um mecanismo de coordenação adequado para assegurar a protecção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa-mãe, regulados indirectamente, nos termos do n.º 2 do artigo 25.º, no que se refere à rentabilidade de uma sua filial. Tal deve permitir, em particular, que a empresa-mãe aprove o plano financeiro anual, ou instrumento equivalente, do operador da rede de transporte e estabeleça limites globais aos níveis de endividamento da sua filial. Tal não deve permitir que a empresa-mãe dê instruções relativamente à exploração diária, nem relativamente às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das condutas de transporte que não excedam os termos do plano financeiro aprovado ou instrumento equivalente. d) O operador da rede de transporte deve elaborar um programa de conformidade, que enuncie as medidas adoptadas para garantir a **exclusão de comportamentos discriminatórios** e garanta que a sua observância é controlada de forma adequada. O programa deve definir as obrigações específicas dos empregados com vista à consecução deste objectivo. A pessoa ou entidade responsável pela observância do programa de conformidade deve apresentar à entidade reguladora referida no n.º 1 do artigo 25.º um relatório anual que descreva as medidas adoptadas, o qual deve ser publicado.” (UNIÃO EUROPEIA, 2003b, grifos nossos).

eletricidade, competindo-lhes garantir o acesso não discriminatório às redes de gás natural<sup>77</sup>. Apesar dessa previsão, somente na Directiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009 (UNIÃO EUROPEIA, 2009c), que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de gás natural e revogou a Directiva n.º 2003/55/CE, foi disposto que as Entidades Reguladoras deveriam ser jurídica e funcionalmente distintas dos entes regulados, sejam estes públicos ou privados, dotados de autonomia orçamental, de acordo com as normas e legislações nacionais próprias<sup>78</sup>.

Em terceiro lugar, para a liberalização do setor de GN, a Comissão Europeia entendeu que os consumidores de gás natural deveriam poder escolher livremente os seus fornecedores, sendo que a implementação do mercado livre seria realizada de maneira gradual, conforme as especificidades de cada mercado local. E, finalmente, que as tarifas aplicáveis fossem publicadas de maneira transparente e não discriminatória, permitindo o acesso à rede de gás ao maior número possível de consumidores, sem haver qualquer tipo de discriminação.

Assim sendo, de maneira paulatina, os países-membros iniciaram os seus processos internos de liberalização do setor de gás natural, de acordo com a realidade de cada um. Nesse sentido, segundo o artigo 23.º, n.º 1, da Directiva n.º 2003/55/CE, foi estabelecido um calendário de abertura do mercado, com datas para a consideração dos clientes elegíveis, conforme segue:

Artigo 23.º. Abertura dos mercados e reciprocidade

1. Os Estados-Membros devem garantir que os clientes elegíveis sejam:

- a) Até 1 de Julho de 2004, os clientes elegíveis referidos no artigo 18.º da Directiva 98/30/CE. Os Estados-Membros devem publicar os critérios de definição destes clientes elegíveis até 31 de Janeiro de cada ano;
- b) A partir de 1 de Julho de 2004, o mais tardar, todos os clientes não domésticos;
- c) A partir de 1 de Julho de 2007, todos os clientes (UNIÃO EUROPEIA, 2003b).

<sup>77</sup> “Artigo 23.º. 1. Os Estados-Membros devem designar um ou mais organismos competentes com funções de entidades reguladoras. **Estas entidades devem ser totalmente independentes dos interesses do sector da electricidade. Compete lhes, mediante a aplicação do presente artigo, no mínimo, garantir a não discriminação**, uma concorrência efectiva e o bom funcionamento do mercado, acompanhando em especial: a) As normas relativas à gestão e atribuição de capacidade de interligação, conjuntamente com a ou as entidades reguladoras dos Estados-Membros com os quais existe interligação; [...]” (UNIÃO EUROPEIA, 2003b, grifo nosso).

<sup>78</sup> O considerando (30) da Directiva n.º 2009/73/CE assim estabelece: “Os reguladores da energia deverão poder tomar decisões sobre todas as questões de regulamentação relevantes, para um funcionamento adequado do mercado interno do gás natural, e ser **inteiramente independentes de quaisquer outros interesses públicos ou privados**. Tal não impede que estejam sujeitos a controlo judicial e a supervisão parlamentar, em conformidade com o direito dos Estados-Membros. Para além disso, a aprovação do orçamento do regulador pelo legislador nacional não obsta à sua autonomia orçamental. As disposições relativas à **autonomia de execução orçamental da entidade reguladora deverão ser aplicadas dentro do quadro definido pela legislação e normas orçamentais nacionais**. Ao mesmo tempo que contribuem para a independência da entidade reguladora nacional em relação a quaisquer interesses políticos ou económicos através de um sistema de rotação apropriado, os Estados-Membros deverão ter a possibilidade de ter em devida conta a disponibilidade de recursos humanos ou as dimensões do conselho” (UNIÃO EUROPEIA, 2009c, grifos nossos).

A liberalização do setor objetivou, em grande parte, oferecer aos utentes um serviço público com melhores condições de qualidade, segurança e preço, independentemente se prestado por empresas públicas ou privadas. Assim, no novo modelo adotado pelos Estados, o objetivo de regulação dos serviços públicos desloca-se da direção e do controle da atividade para o conteúdo da prestação aos consumidores. Nesse cenário, não interessa mais se os serviços são executados por empresa pública ou privada, mas sim que o sejam nas melhores condições possíveis de segurança, qualidade e preço.

O mercado português, por se tratar de um país emergente, contou com um calendário diferente do exposto na aludida Diretiva. De acordo com o artigo 64.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, o calendário a que Portugal obedeceu foi o seguinte:

- (i) 1.º de janeiro de 2007: seriam considerados elegíveis os produtores de eletricidade em regime ordinário;
- (ii) 1.º de janeiro de 2008: seriam considerados elegíveis os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 1 milhão de Nm<sup>3</sup>;
- (iii) 1.º de janeiro de 2009: seriam considerados elegíveis os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 10 mil Nm<sup>3</sup>; e
- (iv) a partir de 1.º de janeiro de 2010: todos os clientes seriam considerados elegíveis (PORTUGAL, 2006c).

Portanto, a partir de 1.º de janeiro de 2010, implantou-se, de maneira integral no país, a liberalização do mercado de gás natural, momento em que os consumidores puderam passar a escolher o seu comercializador do energético.

Finalmente, em 2009, foi publicado o Terceiro Pacote Energético pela União Europeia, constituído pela Directiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho (UNIÃO EUROPEIA, 2009c), que, atendendo à Comunicação da Comissão Europeia COM (2007) 1, de 10 de janeiro de 2007, intitulada “Uma política da energia para a Europa” (UNIÃO EUROPEIA, 2007c), destacou a importância da plena realização do mercado de gás natural europeu e da necessidade de criação de igualdade de condições de concorrência para todas as empresas de gás natural na UE. Cabe salientar que a Comissão Europeia, por meio da Comunicação COM (2006) 851, também de 10 de janeiro de 2007, já havia identificado problemas de concentração do mercado de gás natural e definiu remédios para a melhoria do funcionamento do setor, como segue:

14. O nível do mercado grossista, de gás e de energia elétrica mantém-se no escopo nacional, e genericamente tem mantido altos níveis de concentração do período pré-liberalização. Isso abre espaço para o exercício do Poder de mercado.

15. O comércio grossista (varejo) de gás tem demorado a se desenvolver, e os operadores incumbentes permanecem dominantes em seus mercados tradicionais,

controlando amplamente as importações de gás a montante e/ou a produção doméstica de gás. As operadoras incumbentes comercializam apenas uma pequena proporção de seu gás nos “hubs”. Com pouca entrada de novos operadores nos mercados de retalho (atacado), a escolha do cliente é limitada e a pressão competitiva é limitada. O panorama geral para os potenciais novos entrantes é dependente da integração vertical dos operadores incumbentes para serviços em toda a cadeia de suprimentos.

[...]

18. O nível atual de separação dos interessados nas redes e dos supridores tem repercussões negativas no funcionamento do mercado e em incentivos ao investimento nas redes. Este constitui o maior obstáculo para a entrada de novos agentes e também ameaça a segurança do suprimento (UNIÃO EUROPEIA, 2007b).

Desse modo, diante dos necessários ajustes no mercado verificados pela Comissão Europeia, as regras comuns para o mercado interno do GN foram revistas, estabelecendo-se os seguintes objetivos na nova Diretiva:

- (i) criação de um ambiente competitivo, seguro e ambientalmente sustentável (artigo 3.º, n.º 1);
- (ii) criação de regras transparentes e não discriminatórias, de forma a garantir um tratamento isonômico entre empresas do setor (artigo 3.º, n.º 2);
- (iii) cooperação entre os Estados-membros e as Entidades Reguladoras, de modo a colaborarem entre si para a criação de um mercado regional integrado e plenamente liberalizado (artigo 7.º, n.º 1);
- (iv) harmonização dos quadros regulamentares entre as Entidades Reguladoras dos Estados-membros, para a criação de um mercado interno competitivo de gás natural;
- (v) garantia de um ambiente regulatório eficiente, para incentivar a separação efetiva entre as atividades de produção e comercialização e as atividades de transporte e distribuição (*unbundling*), de forma a avaliar sistemas de operação de redes independentes e regulamentados de maneira adequada, bem como para assegurar o livre acesso às infraestruturas (artigo 9.º);
- (vi) garantia de que os operadores de transporte atuem de maneira independente e não discriminatória, acessível a todos os utilizadores nos mesmos termos e condições;
- (vii) aumento da segurança de aprovisionamento, incentivando a entrada de novos agentes econômicos; e
- (viii) garantia de mais transparência no mercado e de proteção aos consumidores (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

Independentemente de todas as novidades anteriormente citadas, o maior avanço trazido na Diretiva em apreço foi a criação de regras que asseguraram a efetiva separação das atividades de transporte e distribuição de gás natural, que passou a ser de implementação obrigatória aos Estados-membros.

A separação das atividades foi um importante passo tomado pela Directiva n.º 2009/73/CE em prol da concorrência setorial, porque os setores de energia elétrica e de gás natural são compostos por atividades concorrenciais (produção e comercialização) e atividades monopolistas (transporte, distribuição e armazenamento), de modo que elas tendem a ser exercidas por empresas verticalmente integradas, o que tornou necessária a separação das atividades exercidas a jusante e a montante, para que as redes fossem efetivamente concorrenciais (CAMERON, 2007, p. 32).

Portanto, o maior avanço da nova legislação foi a instituição de uma nova modelagem, que buscou efetuar a separação dos operadores das redes de transporte de energia (elétrica e gás natural). A proposta previu três tipos de separação e controle dos operadores de transporte e das redes de transporte:

- (i) Separação Total de Propriedade (*unbundling* patrimonial);
- (ii) Operador de Rede Independente (ORI); e
- (iii) Operador de Transporte Independente (OTI).

A separação total de propriedade, ou separação patrimonial<sup>79</sup>, trata-se da forma mais rigorosa de *unbundling*, pois exige de uma empresa prestadora de serviço que ela não participe, direta ou indiretamente, de qualquer outra atividade setorial. Assim, diante dessa regra, uma empresa que presta o serviço de transporte (rede e operadores) de gás natural não pode participar da sua distribuição ou comercialização. Essa forma de separação visa a uma total independência da relação que possa existir entre empresas da cadeia produtiva, evitando o problema de discriminação e a criação de obstáculos à entrada de novos agentes econômicos.

Com relação aos Operadores de Rede Independente (ORIs) e aos Operadores de Transporte Independente (OTIs), no caso de uma empresa proprietária de uma rede de transporte fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, os Estados-membros podem decidir não aplicar a separação patrimonial (artigo 9.º, n.º 1) e designar um ORI, mediante proposta do proprietário da rede de transporte, a qual está sujeita à aprovação da Comissão<sup>80</sup>.

---

<sup>79</sup> De acordo com António Brandão *et al.* (2016, p. 100, tradução nossa), a separação patrimonial (*ownership unbundling*) pode ser entendida como o mais rigoroso regime regulatório de desintegração vertical, pelo qual a empresa que possui e opera os ativos de transmissão (transporte) é totalmente separada do restante do sistema, o que significa que não participa de outras atividades comerciais no retalho ou na produção e importação. No caso de Portugal e do Reino Unido, tais países adotaram a separação patrimonial, que exige a desverticalização total das atividades e das empresas prestadoras de serviços; já a França, os EUA e a Alemanha adotaram o *legal unbundling*, que é menos rigoroso quando comparado ao *ownership unbundling*. O Brasil ainda está em fase de avaliação do modelo que implementará no país.

<sup>80</sup> “Artigo 14.º. Operadores de rede independentes 1. Se, em 3 de Setembro de 2009, a rede de transporte pertencer a uma empresa verticalmente integrada, os Estados-Membros podem decidir não aplicar o disposto

Vale destacar que o artigo 2.º, n.º 20, da Diretiva em epígrafe conceituou empresa verticalmente integrada como sendo “uma empresa de gás natural ou um grupo de empresas de gás natural em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, directa ou indirectamente, a exercer controle”, bem como “em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das actividades de transporte ou distribuição, GNL ou armazenamento e, pelo menos, uma das actividades de produção ou comercialização de gás natural” (UNIÃO EUROPEIA, 2009c). Portanto, uma empresa que exerce a atividade de transporte de gás natural é considerada como verticalmente integrada no caso de também exercer as atividades de produção ou comercialização de GN.

O ORI exerce a atividade de operação técnica do sistema, gestão e controle da capacidade e acesso à rede de gás natural. Além disso, é responsável pelo planejamento (incluindo procedimento de autorização) e pela construção e adjudicação de nova infraestrutura (artigo 14.º, n.º 4). Outrossim, no caso dos proprietários de redes de transporte para os quais tenha sido nomeado um ORI, que fizerem parte de empresas verticalmente integradas, eles devem ser independentes contábil, jurídica e funcionalmente de outras atividades que não estejam relacionadas com o transporte, a distribuição e a comercialização do gás natural (artigo 15.º) (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

Cabe também expor que, antes de a empresa ser aprovada e designada como Operador de Rede de Transporte, ela deve se submeter à análise e aprovação prévia de Entidade Reguladora responsável pelo processo de certificação, nos termos do artigo 10.º (UNIÃO EUROPEIA, 2009c). Isso significa que, para atuar como operadora, deve estar certificada quanto ao cumprimento dos requisitos de independência de sua atuação com relação a outros agentes econômicos, assim como deve ficar demonstrado que não há riscos à segurança no abastecimento e no funcionamento da rede de transporte de gás natural.

Finalmente, com relação aos Operadores de Transporte Independente (OTIs), também conhecidos como “terceira via”, eles podem pertencer a empresas verticalmente integradas, no entanto, devem cumprir regras rigorosas quanto à independência da sua forma de atuação, para garantir a separação entre as atividades, as quais estarão sujeitas à fiscalização das Entidades Reguladoras Independentes, nos termos do Capítulo IV da Directiva n.º 2009/73/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2009c). Em suma, a norma expõe que a empresa proprietária de uma rede de transporte (OTI) também atue como operador da rede de transporte (ORI), devendo garantir a independência e a separação das empresas, de forma que

---

no n.º 1 do artigo 9.º e designar um operador de rede independente, mediante proposta do proprietário da rede de transporte. Tal designação está sujeita à aprovação da Comissão.” (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

o acesso de terceiros à rede de gás natural se realize de maneira não discriminatória (artigo 9.º) (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

Como é possível depreender, nos novos modelos adotados de *unbundling*, as regras e exigências regulatórias aumentaram para assegurar que os operadores de rede de transporte e os operadores de transporte não adotem medidas que sejam discriminatórias e tragam prejuízos para a concorrência setorial. Nesse sentido, a própria Directiva n.º 2009/73/CE assim dispôs: “a separação efectiva só poderá ser assegurada mediante a supressão do incentivo que se apresenta às empresas verticalmente integradas para discriminarem os concorrentes no acesso às redes e no investimento”<sup>81</sup>.

Por fim, resta destacar que coube a cada país-membro seguir o modelo de *unbundling* que fosse a ele mais conveniente. Na Alemanha, uma vez que o país não transpôs para a sua legislação interna as regras de implementação da Directiva de Gás (Directiva n.º 2009/73/CE), a Comissão Europeia encaminhou o caso para a análise do TJUE, de forma a garantir a correta adoção das normas estabelecidas na UE<sup>82</sup>.

De igual forma, a correta implementação do “Terceiro Pacote de Energia” também foi objeto de discussão judicial pela Comissão Europeia na Hungria, pois se verificou que o Governo local não regulamentou as tarifas de uso da rede de gás natural aos operadores da rede e excluiu certos tipos de cálculos das tarifas de uso da rede. A regulamentação dessas tarifas é necessária para evitar a prática de comportamentos anticompetitivos, e, desse modo, a Comissão Europeia notificou o Governo húngaro, em fevereiro de 2015, a fim de que fossem tomadas as medidas necessárias para cumprir a legislação da UE (UNIÃO EUROPEIA, 2018).

Em Portugal, independentemente das discussões judiciais ocorridas entre tais países europeus e a Comissão Europeia, preferiu-se adotar, em 2006, o modelo de “separação total de propriedade” no setor de gás natural. O Terceiro Pacote Legislativo trouxe apenas ajustes quanto à introdução de novos critérios de controle de empresas e certificação, os quais serão abordados com maior profundidade no capítulo seguinte da presente dissertação.

---

<sup>81</sup> Considerando (8) da Directiva n.º 2009/73/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

<sup>82</sup> O caso foi levado para análise pela Corte de Justiça da UE, uma vez que as regras de poderes e independência das Autoridades Reguladoras, no que se refere à implementação das tarifas das redes e às condições de acesso a redes e serviços de gás natural, seriam estabelecidas pelo Governo, e não pela Autoridade Reguladora Independente. Além disso, as regulamentações de independência da gestão dos operadores da rede de gás natural também não foram corretamente obedecidas, o que não seria suficiente para evitar comportamentos anticoncorrenciais (UNIÃO EUROPEIA, 2018).



### 4.3 Os reflexos concorrenciais da reorganização do transporte de gás natural

Com a implementação do *unbundling*, empresas que detinham o monopólio das atividades em diferentes serviços da cadeia de gás natural tiveram que abrir mão dessa forma de atuação, haja vista que a legislação passou a não permitir a sua manutenção. Assim, empresas de transporte de gás natural tiveram que desverticalizar as suas atividades, o que acarretou um aumento da concorrência setorial, por meio da diminuição dos obstáculos que impediam a entrada de novos agentes setoriais.

Convém destacar que os gasodutos de transporte de gás natural são considerados *essential facilities*, uma vez que a infraestrutura é indispensável para que os agentes econômicos tenham acesso ao energético, possuindo como característica a sua insubstituibilidade, dada a inviabilidade econômico-financeira de duplicar o gasoduto de transporte, o que representa uma barreira à entrada de novos agentes econômicos no mercado. Em síntese, como acentuado por Paula dos Reis Vaz Freire (2009, p. 120), é possível qualificar um recurso “como essencial quando o seu uso seja necessário ao desenvolvimento de atividades econômicas relevantes, não existindo formas alternativas de assegurar seu desempenho. Nesse tipo de contexto pode justificar-se a imposição de uma obrigação de acesso”.

No caso do transporte de gás natural, considerando que as empresas incumbentes são detentoras da infraestrutura, elas possuem incentivos para criar obstáculos a fim de que os seus concorrentes não tenham acesso à rede de transporte de gás natural. Por esse motivo, para estimular o incremento da concorrência setorial, o *unbundling* buscou realizar a separação estrutural das empresas, assim como estabelecer regras de abertura de acesso não discriminatório ao gasoduto de transporte de gás natural, de modo a implementar um ambiente pró-concorrencial.

Ademais, o ordenamento concorrencial europeu criou regras para a abertura do mercado e o acesso não discriminatório às *essential facilities*, visto que as empresas detentoras de monopólios naturais não poderiam abusar da sua posição dominante, dada a essencialidade das infraestruturas que detêm e o poder que possuem para controlar os segmentos a jusante, pois podem criar obstáculos para o desenvolvimento de empresas concorrentes e se utilizar de uma prática abusiva de exclusão, com o intuito ou o efeito de eliminar concorrentes rivais em um mercado adjacente (FREIRE, 2009, p. 124).

Ainda com relação ao tema em destaque, António Carlos dos Santos, Maria Eduarda Gonçalves e Maria Manuel Leitão Marques (2014, p. 22) explicam que a doutrina das *essential facilities* aplica-se a empresas com posição dominante, as quais detenham, de maneira exclusiva, “factores essenciais para o fabrico de um produto ou prestação de um serviço, não facilmente reproduzíveis (por motivos económicos, naturais ou de exclusividade legalmente protegida), podendo a sua aplicação resultar em limitações à utilização desses factores essenciais”.

Nessa senda, a legislação europeia passou a entender que, via de regra, a empresa dominante não pode recusar o acesso de terceiros à infraestrutura essencial, visto que, nesse caso, estaria impedindo também o acesso a bens e serviços a consumidores finais e empresas rivais. A doutrina norte-americana chamou esse direito de acesso a terceiros de *third party access*.

A despeito do direito de acesso, excepcionalmente e de maneira justificada, a empresa dominante pode recusá-lo, caso incorra em uma das seguintes hipóteses: (i) espaço insuficiente em sua infraestrutura para atender à demanda; (ii) não disposição de técnica suficiente do concorrente para se conectar à infraestrutura; ou (iii) falta de segurança na manutenção da infraestrutura e dos demais usuários.

O primeiro reflexo esperado com a reorganização do setor refere-se ao preço a pagar pelo bem e/ou serviço que o consumidor espera reduzir, já que haveria uma ampliação da oferta de serviços por diferentes comercializadores de gás natural. Isso somente passou a ser viável com a implementação do mercado livre na comercialização de gás natural e pode ser verificado no Quadro 1, a seguir, apresentado pela Comissão Europeia e exposto no Relatório SEC (2001) 1957/1, de 3 de dezembro de 2001, em que foram comparados os preços praticados em alguns países da União Europeia entre 1998 e 2001.

Em uma breve análise, é possível abstrair do Quadro 1 que os menores preços de gás natural foram praticados nos países que tinham um mercado mais aberto para a competição setorial, o que resultou na entrada de novos concorrentes e encorajou a realização de práticas de menores preços, consoante verificado no caso dos consumidores residenciais do Reino Unido.

Quadro 1 - Atividade competitiva e preços do gás natural.

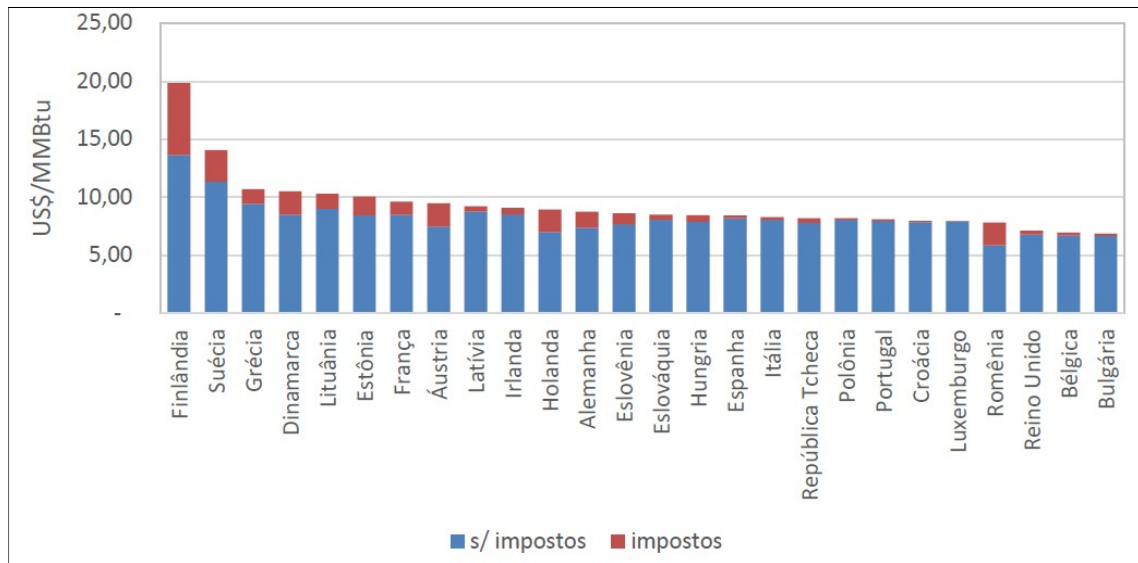
	Estimativa dos clientes que mudaram de fornecedor de gás natural de 1998 a 2001 (% de procura)	Preço médio nos clientes finais de gás natural em julho de 2001 (€/MWh)	
	Grandes utilizadores	Grandes utilizadores	Residências
Áustria	< 5%	22	N.D.
Bélgica	< 5%	21	39
Dinamarca	N.D.	19	40
França	10 - 20%	19	41
Alemanha	< 5%	27	43
Irlanda	20 - 30%	21	32
Itália	10 - 20%	25	46
Luxemburgo	N.D.	30	34
Holanda	> 30%	24	29
Espanha	5 - 10%	20	48
Suécia	< 5%	24	43
Reino Unido	90%	20	30

Fonte: Traduzido e adaptado do Relatório SEC (2001) 1957/1 (UNIÃO EUROPEIA, 2001, p. VI).

Cumpre enfatizar que Christian Growitsch e Marcus Stronzik (2011 *apud* BRANDÃO *et al.*, 2016, p. 6), ao analisarem e compararem os efeitos do *unbundling* de propriedade e do *unbundling* legal nas redes de transporte de gás natural, utilizando os dados de 18 países europeus, concluíram que a separação de propriedade não tem impacto no preço do gás natural aos usuários finais, enquanto o modelo de *unbundling* legal reduz significativamente os preços, mostrando-se ser mais eficiente. De igual forma, Brandão *et al.* (2016, p. 30), após compararem os dois modelos de separação (legal e de propriedade), concluíram que os preços do gás natural tendem a ser mais baixos com a separação legal do que com a separação de propriedade.

No caso específico do mercado português, conforme será mais bem abordado no próximo capítulo, o modelo de *unbundling* adotado foi o mais severo, pois exigiu a separação jurídica e funcional dos agentes do setor de gás natural, o que parece ter sido uma decisão acertada, já que o Gráfico 3, a seguir, que traz o preço médio praticado aos consumidores industriais na Europa, em 2018, apresenta o país com uma das menores tarifas.

Gráfico 3 - Comparações de preços do gás natural.



Fonte: Informe “Comparações de preços de gás natural: Brasil e países selecionados” do MME (BRASIL, 2019h, p. 8).

#### 4.4 Atuais regulações do setor de gás natural

O gás natural, conforme já delineado no presente trabalho, assumiu uma posição de destaque no uso de energias de transição para um mercado mais sustentável, sendo que a UE adotou compromissos de uso de energias mais limpas.

Nesse contexto, para desenvolver o setor de gás natural, a Comissão da União Europeia previu Diretivas para estabelecer o modelo de desverticalização setorial, com a separação dos operadores de rede dos operadores de comercialização e produção do energético, e, além disso, regulamentou a liberalização dos segmentos de produção e de comercialização de GN.

Para que o setor energético europeu se fortalecesse e ganhasse em termos de segurança, fez-se necessário implementar medidas de harmonização regulatória, de forma a tornar mais fácil a troca de energia entre os Estados-membros, robustecendo a instituição de um mercado interno de eletricidade e gás natural. Nesse sentido, a Comissão Europeia publicou o Regulamento (CE) n.º 713/2009, de 13 de julho de 2009, e instituiu a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) (UNIÃO EUROPEIA, 2009e).

A ACER foi criada no âmbito do Terceiro Pacote Energético, para impulsionar o mercado de energia elétrica e de gás natural na UE. A Agência foi legalmente constituída com a publicação da mencionada regulamentação, mas, oficialmente, foi lançada somente em 2011, tendo sede em Liubliana (Eslovênia).

Dentre os objetivos definidos para a aludida Agência Reguladora Independente, estabeleceu-se a criação de um mercado mais competitivo aos usuários europeus, com uma infraestrutura mais eficiente e uma circulação transfronteiriça de energia e de transporte livre, além da segurança de um aprovisionamento energético ainda mais reforçado, sendo que a ACER passou a ter uma função fundamental de controle e monitoramento transparente do mercado de gás natural (UNIÃO EUROPEIA, 2019a).

Ademais, a ACER passou a ter a obrigação de fiscalizar a cooperação regional entre os operadores de redes de transporte de gás natural e a execução das atividades da rede europeia de operadores de redes de transporte de GN, para assegurar a eficiência e a transparência de atuação dos operadores em benefício dos mercados internos. De igual forma, coube criar uma estrutura integrada entre todos os mercados de gás natural na UE, para que a ACER contribua com a interligação das redes e infraestruturas de gás natural entre dois ou mais Estados-membros, a ser realizada de forma eficiente e transparente, a fim de beneficiar os mercados internos e fortalecer a segurança energética europeia<sup>83</sup>.

Para efetuar tal integração das infraestruturas de gás natural no mercado ibérico, dada a sua posição estratégica, os Governos de Portugal e da Espanha firmaram o “Plano de Compatibilização da Regulação do Setor Energético”, em 8 de março de 2007, e criaram o Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGÁS). Em Portugal, a instituição do MIBGÁS se deu após a realização de uma Consulta Pública no país, que terminou em 29 de novembro de 2007.

Em 4 de março de 2015, foi formalizada a Declaração de Madrid, na qual os Governos de Portugal, Espanha e França se comprometeram a desenvolver interligações de gás natural para reforçar a integração do mercado interno de energia e ibérico. Como resultado da assinatura da Declaração, foi impulsionada a criação do MIBGÁS, que acabou por se consolidar com a publicação da Lei n.º 8/2015, de 21 de maio, que alterou a Lei n.º 34/98, de 7 de outubro, estabelecendo, à MIBGÁS, a Operação do Mercado Organizado de Gás e prevendo ao órgão as seguintes atribuições e objetivos:

- (i) aumentar a concorrência no setor;
- (ii) contribuir para a harmonização e a racionalização do mercado ibérico de gás;
- (iii) fomentar a liquidez e a transparência por meio do comércio em condições de igualdade, transparência e objetividade para todos os agentes participantes; e

---

<sup>83</sup> Considerandos (6), (7) e (10) do Regulamento (CE) n.º 713/2009, de 13 de julho de 2009 (UNIÃO EUROPEIA, 2009e).

- (iv) contribuir para aumentar a segurança dos suprimentos e reforçar as interconexões ibéricas com a Europa (MERCADO IBÉRICO DEL GAS, 2019).

Sem dúvida, é relevante a criação do mercado ibérico de gás natural, uma vez que ele possui uma posição única no quadro europeu, na medida em que dispõe de sete dos 15 Terminais de GNL existentes na União Europeia, o que confere um elevado grau de segurança no abastecimento, considerando que equilibra a grande dependência de mercados que contam com certa instabilidade geopolítica de fornecimento de GN, como Argélia e Nigéria (ANASTÁCIO, 2009, p. 353-354). Além disso, o mercado ibérico poderá servir como um ponto estratégico de rota alternativa de escoamento do energético, tanto para os dois países signatários, quanto para a França e as demais nações do continente europeu, que são fortemente dependentes do gás russo.

Com efeito, convém mencionar que o modelo de tarifação adotado no setor de gás natural ganhou novos contornos regulatórios em Portugal, pois, ao seguir o modelo de tarifa de entrada e saída para o transporte de GN, vinculou um contrato de carregamento de gás natural ao ponto de entrada (recebimento) e ao ponto de saída (entrega) do energético. Esse modelo traz inegáveis avanços ao setor de transporte de gás natural no país, visto que torna o energético com maior liquidez, tendo em vista que, ao estimular o surgimento de pontos virtuais de negociação (*hubs*), reduz os custos de transação, otimiza a malha de transporte e facilita a troca do energético.

Além disso, essa forma de tarifação promoveu a integração do mercado português com o espanhol no cenário do MIBGÁS, harmonizou as regras do espaço ibérico com o europeu e facilitou a entrada de novos agentes no mercado, que, como consequência, passou a ser aprovisionado de gás natural de diversas origens, como Nigéria, Argélia, Qatar e Trinidad e Tobago, e, mais recentemente, com gás de xisto dos EUA (PORTUGAL, 2016a, p. 22).

Cumprе destacar, ainda, que, em 8 de novembro de 2017, uma Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho, com a publicação da COM (2017) 660 (UNIÃO EUROPEIA, 2017), buscou alterar a Directiva n.º 2009/73/CE. Na mencionada Proposta, objetivava-se estabelecer regras aos gasodutos de transporte de gás natural que atravessam ou transpõem uma fronteira entre Estados-membros ou entre Estados-membros e países terceiros até à fronteira da jurisdição da UE. Essas regras não estão previstas na Directiva n.º 2009/73/CE, de tal sorte que, nos casos que envolvam questões transfronteiriças, as Entidades Reguladoras dos Estados-membros devem consultar a entidade competente para tomar uma decisão.

Como resultado da Proposta apresentada, dez anos após a publicação da Directiva da “Terceira Geração”, foi publicada a Directiva n.º 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019 (UNIÃO EUROPEIA, 2019b), que alterou a Directiva n.º 2009/73/CE, ao estabelecer regras para reforçar a transparência, eliminar os obstáculos à plena realização do mercado interno de GN na Europa e assegurar coerência ao regime jurídico do mercado de gás natural europeu, bem como ao criar normas para gasodutos com início e término em países terceiros.

Os ajustes impostos pela Directiva n.º 2019/692 visaram a trazer uniformidade de entendimento entre as normas aplicadas pelos Estados-membros para aqueles gasodutos que atravessem ou transponham uma fronteira entre eles e um país terceiro, ou seja, que iniciem e/ou terminem em países terceiros. Igualmente, a aplicabilidade da Directiva n.º 2009/73/CE aos gasodutos com início e término em países terceiros fica limitada ao território dos Estados-membros (Considerando 11), sendo que as entidades reguladoras dos Estados-membros devem consultar e cooperar entre si para aplicar, de maneira adequada, a regulamentação perante as autoridades competentes de países terceiros. A transposição da Directiva pelos Estados-membros às suas legislações deve acontecer até 24 de fevereiro de 2020, sem prejuízo de eventuais derrogações (UNIÃO EUROPEIA, 2019b).

Em síntese, diante de todo o exposto, nota-se que a União Europeia buscou, há mais de 20 anos, evoluir em termos de segurança energética e transição para uma economia baseada em energia de baixo carbono. Nesse sentido, parece que o gás natural está a cumprir com uma relevante função de energia de transição para energias sustentáveis, sendo que as legislações criadas buscaram um setor livre para incrementar o consumo desse combustível, fortalecer as suas economias e integrar de maneira mais incisiva os seus países-membros.

## 5 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL

No presente capítulo, abordar-se-á de que maneira o Estado de Portugal organizou a exploração e a regulação dos serviços de gás natural, especialmente do seu transporte, fazendo uma análise da evolução da legislação, desde a sua implementação até os necessários e posteriores ajustes legais, de forma a viabilizar a construção de uma atividade econômica moderna e competitiva do século XXI.

De igual sorte, serão expostas as mudanças ocorridas em Portugal, desde a nacionalização das empresas de gás natural até as suas posteriores privatizações. Na sequência, frente ao quadro jurídico criado pelo Tratado de Maastricht, será analisado como Portugal se adaptou às três reformas legislativas propostas pela União Europeia, as quais modificaram o setor de gás natural no país e o seu transporte, diante da liberalização setorial, que trouxe benefícios para os cidadãos portugueses, com a implementação da concorrência e a evolução do setor no país.

### 5.1 Panorama econômico até as nacionalizações das empresas em Portugal

Portugal é um país caracterizado por não ter reservas de gás natural e de petróleo em seu território<sup>84</sup>, o que lhe traz uma desvantagem comparativa com relação a economias que possuem esses energéticos disponíveis.

Desse modo, com o fito de aumentar a segurança energética no país, diversificar as suas fontes, incrementar a utilização de energias menos poluentes e majorar a sua competitividade, o Governo português resolveu introduzir o gás natural em seu território.

Atualmente, todo o gás natural consumido em Portugal é importado, sendo que o seu recebimento no país é realizado de duas diferentes maneiras: (i) por navios metaneiros de GNL, que entregam o energético no Terminal de GNL de Sines; ou (ii) pelo gasoduto de Magrebe, que tem origem na jazida Hassi R'Mel, na Argélia, segue até Tânger e o Estreito de Gibraltar, prossegue até Tarifa e Badajoz, na Espanha, e entra no território português pela cidade de Campo Maior. No total, são percorridos mais de 1.600 km até o gás natural ingressar em Portugal.

---

<sup>84</sup> Apesar de Portugal não ter reservas provadas desses energéticos em seu território, há notícia sobre a possível localização de jazidas *offshore* de petróleo e de gás natural no país (GOMES, 2016, p. 13). Como resultado, o Governo português, por meio da Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, está a analisar a realização de Concurso Público para atribuir licenças de prospecção e produção de petróleo e de gás natural no Algarve e no Porto.



Para que o gás natural pudesse ser utilizado no país, foi necessário o desenvolvimento, bem como ajustes, de diversas legislações, a fim de alterar a forma de atuação do Estado e estabelecer o arranjo legal necessário para a introdução do energético em Portugal.

De início, importa assinalar que a Carta Constitucional de 1933 previa ao Estado português o papel central de desenvolvimento e dirigismo da economia, tornando-lhe responsável pela geração e manutenção do bem-estar da população, mediante a intervenção direta na economia e a proteção da economia nacional. Dessa forma, não obstante a Constituição da República prever uma moderada intervenção estatal, na prática isso não se realizava, uma vez que a organização econômica dependia, em grande parte, das empresas estatais. Apesar dessa centralização das atividades econômicas ao Estado, foi na Constituição de 1933 que se previu, pela primeira vez, a regulação econômica estatal, que centralizava para si o estímulo ao desenvolvimento dos mercados no país.

Até a realização da Revolução de 1974, não se podia dizer que o Estado português era dotado de uma economia liberal; muito pelo contrário, pois o modelo econômico utilizado era muito similar ao do tradicional Estado Interventor (AZEVEDO, 2015, p. 229). Nessa senda, em 1976, o país passou a ter uma nova Constituição, que serviu de base para profundas alterações estruturantes. Assim, no mencionado ano, o Governo de Portugal lançou o “Programa de Nacionalização”, prevendo um período de intervenção do Estado na economia.

No ano seguinte, foi promulgada a Lei n.º 46/77, de 8 de julho (PORTUGAL, 1977), também conhecida como “Lei de Delimitação de Sectores”, que teve a finalidade de desenvolver determinadas atividades econômicas, sendo que o papel do Estado era preponderante para a sua realização, pois as suas empresas passaram a deter exclusividade de atuação em certas atividades econômicas, ficando responsáveis pelo desenvolvimento e pela prestação dos serviços. Desse modo, surgia o Estado Empresário, controlador e monopolista das principais atividades econômicas, dentre elas, as do setor de gás natural.

## **5.2 Das nacionalizações até o início das privatizações do setor de gás natural**

A condição de monopólio estatal em Portugal e de nacionalização das suas indústrias somente foi alterada em 1983, por meio da mudança da “Lei de Delimitação de Sectores”, que permitiu, novamente, a participação da iniciativa privada em determinados segmentos da economia, dando início à sua liberalização, caracterizada pela presença do setor privado, em substituição ao monopólio e ao protecionismo das empresas estatais.

Essa mudança legislativa foi essencial para dar novos contornos aos setores de energia elétrica e de gás natural, uma vez que a Administração Pública não detinha a *expertise* técnica e financeira indispensável para realizar os investimentos necessários para desenvolver os setores, o que, após a aludida mudança legal, tornou-se viável, visto que a exploração dos serviços também passou a ser efetuada pelos entes privados.

Com a publicação do Decreto n.º 29/84, de 20 de janeiro (PORTUGAL, 1984), o Governo português estabeleceu a desintervenção do Estado na economia e introduziu uma gestão pública mais flexível e autónoma. Nesse diapasão, a Lei n.º 84/88, de 20 de julho (PORTUGAL, 1988), previu a transformação das empresas públicas em sociedades anónimas e viabilizou a entrada de capital privado nas empresas públicas<sup>85</sup>, desde que o controle acionário se mantivesse no Estado. Essa foi a primeira legislação que previu o início da liberalização das atividades económicas no país, o qual foi retratado na Lei de Revisão Constitucional n.º 1/89, de 8 de julho (PORTUGAL, 1989a), diploma que operou a segunda revisão da Constituição portuguesa, realizando uma alteração ainda mais profunda quanto à forma de atuação do Estado, ao lançar um programa geral de privatizações.

Ainda em 1989, por força do Decreto-Lei n.º 226/89, de 7 de julho (PORTUGAL, 1989b), foi criada a Gás de Portugal, S.A. (GDP), sociedade anónima de capitais majoritariamente públicos, já que 51% do seu capital social deveria manter-se no Estado, sendo que a sua concepção viabilizou a dotação da empresa de maior flexibilidade para tomar decisões de carácter financeiro e operacional, bem como para implementar um projeto nacional de gás natural.

Em 25 de outubro do mesmo ano, foi publicado o Decreto-Lei n.º 374/89 (PORTUGAL, 1989c)<sup>86</sup>, que tratou, de maneira pioneira, da regulamentação do setor de gás natural, ao aprovar o regime de serviço público de importação, recepção, armazenagem, tratamento, transporte e distribuição do energético. Nos termos do diploma legal em apreço, a atividade de transporte seria exercida em regime de serviço público e em regime de exclusivo<sup>87</sup>. Ademais, o setor organizou-se, inicialmente, com dois tipos de concessão dos

---

<sup>85</sup> “Artigo 85.º. 1. A reprivatização da titularidade ou do direito de exploração de meios de produção e outros bens nacionalizados depois de 25 de abril de 1974 só poderá efetuar-se nos termos da lei-quadro aprovada por maioria absoluta de Deputados em efetividade de funções. 2. As pequenas e médias empresas indirectamente nacionalizadas situadas fora dos setores básicos da economia poderão ser reprivatizadas nos termos da lei.” (PORTUGAL, 1988).

<sup>86</sup> Como já mencionado no capítulo 2, o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro, foi alterado, posteriormente, pelos Decretos-Leis n.º 232/90, de 16 de julho (PORTUGAL, 1990b), n.º 274-A/93, de 4 de agosto (PORTUGAL, 1993a), e n.º 8/2000, de 8 de fevereiro (PORTUGAL, 2000), sendo revogado posteriormente pela entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro (PORTUGAL, 2006b).

<sup>87</sup> “Artigo 2.º. 1 - As atividades de armazenagem e tratamento de GNL e seus gases de substituição são exercidas em regime de serviço público. 2 - As atividades referidas no número anterior são exercidas por empresas

serviços, a saber, (i) concessão de importação, armazenagem e tratamento de gás natural e do seu transporte, e (ii) concessões regionais de distribuição de gás natural, os quais foram posteriormente regulamentados pelo Decreto-Lei n.º 284/90, de 18 de setembro (PORTUGAL, 1990c), e pelo Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de janeiro (PORTUGAL, 1991), respectivamente. Vale mencionar que, de acordo com o artigo 7.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 374/89 (PORTUGAL, 1989c), a duração das concessões não poderia exceder 40 anos, contados da data da sua outorga.

Alguns meses após a revisão constitucional viabilizar a entrada de capital privado nas empresas públicas, foi publicada a Lei n.º 11/90, de 5 abril (PORTUGAL, 1990a), também conhecida como Lei-Quadro das Privatizações. Esse diploma legal estabeleceu as regras da realização das privatizações que passariam a ocorrer no país, prevendo, por exemplo, que a atividade principal em algumas áreas econômicas definidas em lei somente poderia ser privatizada até 49% das suas ações. Assim, o controle acionário da empresa permaneceria sendo do Estado<sup>88</sup>. Além disso, a Lei-Quadro previu, no seu escopo, os seguintes objetivos para as reprivatizações:

Art. 3.º. [...]

- a) Modernizar as unidades económicas e aumentar a sua competitividade e contribuir para as estratégias de reestruturação setorial ou empresarial;
- b) Reforçar a capacidade empresarial nacional;
- c) Promover a redução do peso do Estado na economia;
- d) Contribuir para o desenvolvimento do mercado de capitais;
- e) Possibilitar uma ampla participação dos cidadãos portugueses na titularidade do capital das empresas, através de uma adequada dispersão do capital, dando particular atenção aos trabalhadores das próprias empresas e aos pequenos subscritores;
- f) Preservar os interesses patrimoniais do Estado e valorizar os outros interesses nacionais;
- g) Promover a redução do peso da dívida pública na economia (PORTUGAL, 1990a).

Considerando as premissas adotadas pela revisão constitucional e a aprovação da Lei n.º 11/90 (PORTUGAL, 1990a), o Governo português realizou os ajustes necessários para iniciar o processo de redimensionamento do setor público, por meio das privatizações, que visou a ajustar a Administração Pública à nova ordem econômica nos termos neoliberais, dotada de uma maior racionalidade e eficiência econômica, com a diminuição dos défices públicos, e um setor privado forte, aspirando uma sociedade moderna e de maneira alinhada com a nova forma de atuação nos demais países europeus.

---

legalmente constituídas e para o efeito vocacionadas, mediante concessão, em regime de exclusivo, precedida de concurso público.” (PORTUGAL, 1989c).

<sup>88</sup> “Artigo 2.º. Empresas excluídas O capital das empresas a que se refere o artigo 87.º, n.º 3, da Constituição e que exerçam a sua actividade principal em alguma das áreas económicas definidas na lei só poderá ser privatizado até 49%.” (PORTUGAL, 1990a).

### 5.3 A reforma dos setores empresariais até as privatizações em 1999

Conforme anteriormente apontado, as reformas estruturais realizadas pelo Governo português foram iniciadas ainda na década de 1980, mas somente a partir da reforma constitucional de 1989 ganharam novos contornos, ao se iniciar a liberalização de setores estruturais da economia, em especial das *public utilities*.

Como salientado por Pedro Gonçalves (2008, p. 7-8), Portugal iniciou um movimento de “inversão de rota”, no sentido de uma contração quantitativa da intervenção pública, começando um movimento pendular entre os polos do público e do privado, induzindo-se uma oscilação em favor do espaço privado, da sociedade e do mercado<sup>89</sup>.

Assim, para fazer frente aos anseios do país de desintervenção estatal e abertura das atividades econômicas, Portugal veio a legislar sobre o setor de gás natural antes mesmo da introdução do energético em seu território, por meio da publicação do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro (PORTUGAL, 1989c).

Em 1992, foi realizada uma nova reforma constitucional, com o intuito de adaptar o ordenamento jurídico português aos termos do Tratado de Maastricht, principalmente na esfera da política monetária europeia, com a unificação e a centralização desse papel, que passou a ser exercido pelo Banco Central Europeu. Na sequência, o Governo português promulgou uma série de legislações e reformulou o setor de gás natural.

De início, a adjudicação da concessão da exploração do Terminal de GNL e do gasoduto de gás natural foi revogada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 14/93, de 6 de março (PORTUGAL, 1993d).

Alguns meses após a publicação da referida Resolução, entraram em vigor os Decretos-Leis n.º 274-A/93, n.º 274-B/93 e n.º 274-C/93 (PORTUGAL, 1993a, 1993b, 1993c), todos de 4 de agosto, que aprovaram as novas bases dos regimes de concessões dos serviços públicos de gás natural, prevendo a possibilidade de adjudicação por ajuste direto.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 274-C/93 (PORTUGAL, 1993c), previu-se, à Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (Transgás)<sup>90</sup>, a concessão relativa à importação,

---

<sup>89</sup> Cabe destacar que, apesar de agora prestados pela iniciativa privada, a responsabilidade pela prestação dos serviços de interesse público continua a ser da Administração Pública. É o que pode ser chamado de responsabilidade pública de garantia, sendo observada em serviços como os de transporte e de distribuição de gás natural, energia elétrica, telecomunicações, dentre outros, em que o Estado passa a atuar na regulação, no controle e na fiscalização dessas atividades.

<sup>90</sup> A Transgás foi criada pelo consórcio formado pelas empresas Gás de Portugal, S.A. (GDP), Electricidade de Portugal, S.A. (EDP), Caixa Geral de Depósitos, S.A., Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A. (Setgás), Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A. e Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. (PORTGÁS).

ao transporte e ao fornecimento de gás natural para as distribuidoras regionais e os grandes clientes, com consumo superior a 2 milhões de m<sup>3</sup>. Assim, em 14 de outubro de 1993, foi celebrado, entre o Estado Português e a Transgás, um contrato de concessão pelo prazo de vigência de 35 anos.

No mencionado contrato, foram previstas à Transgás obrigações de operação, pelo prazo de 35 anos, dos serviços de importação, transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural, cabendo-lhe também a construção e a instalação do gasoduto de alta pressão e das demais infraestruturas e equipamentos necessários para a construção da rede de transporte, bem como a sua manutenção e reparação (MELO, 2004, p. 81). De igual forma, coube à concessionária a obrigação de construir e explorar ao menos um Terminal de GNL, que foi posteriormente concretizado em Sines e subconcedido para a empresa Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A. (Transgás Atlântico).

A Transgás Atlântico foi criada pela própria Transgás, com o intuito de operar e explorar os serviços prestados no Terminal de GNL em Sines, e atendeu ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98, de 23 de dezembro (PORTUGAL, 1998), que, no item 2.2, previu a constituição de uma empresa por ela detida majoritariamente, com os direitos e as obrigações inerentes à construção e exploração do Terminal de GNL.

No que tange às concessões da distribuição regional de gás natural, foram adjudicadas seis empresas responsáveis pela exploração dos serviços dedicados ao mercado doméstico e às pequenas indústrias, pelo prazo de 35 anos: (i) Consórcio REN Portgás, na região do Norte Litoral; (ii) Lusitaniagás, na região do Centro Litoral; (iii) Setgás, na região de Setúbal; (iv) Lisboagás - GDP Gás de Portugal, S.A., na região de Lisboa, que observou regramento próprio (adjudicação direta), nos termos do Decreto-Lei n.º 226/89, de 7 de julho (PORTUGAL, 1989b); (v) Beiragás, na região Interior Centro; e (vi) Tagusgás, nos 39 concelhos dos distritos de Santarém, Portalegre e Leiria.

Um ano após a publicação dos referidos diplomas legais, o Governo português criou, por meio do Decreto-Lei n.º 195/94, de 19 de julho (PORTUGAL, 1994), o “Programa Energia”, para atender à Decisão n.º 94/366/CEE, do Conselho da União Europeia, de 13 de junho de 1994<sup>91</sup>, estabelecendo medidas de introdução do gás natural no país, cofinanciadas pelo Fundo de Desenvolvimento Regional (FEDER), com os seguintes objetivos:

- (i) propiciar a diversificação em matérias energéticas;

---

<sup>91</sup> Decisão do Conselho, de 13 de junho de 1994, relativa à posição comum por ele definida com base no artigo J.2 do Tratado da União Europeia, respeitante à proibição de deferimento dos pedidos a que se refere o n.º 9 da Resolução n.º 757 (1992) do Conselho de Segurança da Organização das Nações Unidas (UNIÃO EUROPEIA, 1994).

- (ii) melhorar o aprovisionamento nacional, nomeadamente pela diminuição da dependência do petróleo;
- (iii) fomentar a utilização dos recursos energéticos endógenos e o emprego mais eficiente da energia; e
- (iv) contribuir com o incremento da competitividade da economia portuguesa e a redução dos problemas ambientais.

Em 1997, foi realizada a quarta revisão constitucional, que, comparada às demais alterações e atualizações efetuadas, demonstrou ser mais tímida, atentando-se a efetuar mudanças estruturais menores. Apesar disso, trouxe relevantes ajustes para os setores econômicos, com a erradicação da imposição da existência de setores vedados à iniciativa privada, que passou a ser mera faculdade (AZEVEDO, 2017, p. 176).

De igual sorte, o texto constitucional inovou, ao permitir a criação, pela Administração Pública, por meio de lei, de Entidades Administrativas Independentes<sup>92</sup>, reforçando a nova forma de participação do Estado, que passou a ter a responsabilidade de regular os setores econômicos.

No mesmo ano, com a publicação da Lei n.º 88-A/97, de 25 de julho (PORTUGAL, 1997), regulou-se o acesso da iniciativa privada a determinadas atividades econômicas, por meio da concessão de serviços públicos, assim como a indústria de gás natural viu serem conectados os primeiros clientes industriais e residenciais em território português.

Posteriormente, em 1998, a “Lei de Delimitação dos Sectores” foi modificada e revogou todas as vedações de participação da iniciativa privada nos setores reservados, exceto para o caso dos serviços de abastecimento de água e de transporte ferroviário.

No ano seguinte, o Decreto-Lei n.º 558/99, de 17 de dezembro (PORTUGAL, 1999), previu novas regras para o regime jurídico empresarial do Estado e das empresas públicas, bem como estabeleceu profundas alterações no seu funcionamento, sobretudo ao dar nova conceituação a empresas públicas, expressamente prevendo a participação permanente e majoritária do Estado ou de quaisquer entidades públicas estatais<sup>93</sup>. Esses ajustes trouxeram uma maior neutralidade de intervenção estatal, ao diminuírem a diferenciação até então existente da participação da iniciativa pública em determinados setores da economia de

<sup>92</sup> “Artigo 267.º. Estrutura da Administração [...] 3. A lei pode criar entidades administrativas independentes.” (PORTUGAL, 2018b).

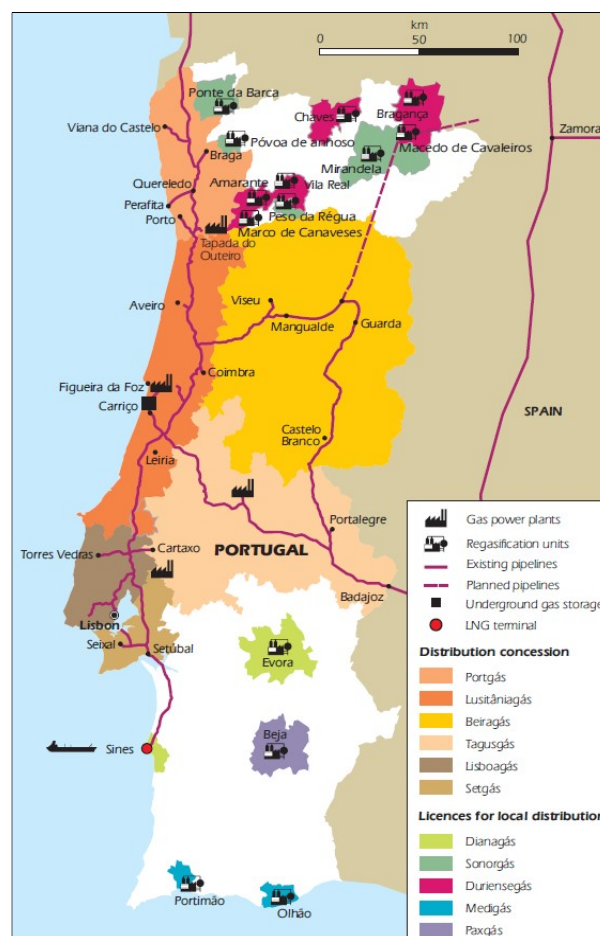
<sup>93</sup> “Artigo 3.º. Empresas públicas 1 - Consideram-se empresas públicas as sociedades constituídas nos termos da lei comercial, nas quais o Estado ou outras entidades públicas estaduais possam exercer, isolada ou conjuntamente, de forma directa ou indirecta, uma influência dominante em virtude de alguma das seguintes circunstâncias: a) Detenção da maioria do capital ou dos direitos de voto; b) Direito de designar ou de destituir a maioria dos membros dos órgãos de administração ou de fiscalização. 2 - São também empresas públicas as entidades com natureza empresarial reguladas no capítulo III.” (PORTUGAL, 1999).

Portugal. Dessa maneira, com a alteração legal, adequou-se a legislação nacional aos termos de neutralidade expostos nas diretrizes da União Europeia.

Em 2000, o Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de fevereiro (PORTUGAL, 2000), além de aprovar a importação e o transporte de GNL, também estabeleceu o regime de licença de operação para a distribuição e o fornecimento de GN em zonas não abrangidas pela distribuição regional, o que viabilizou a prestação dos serviços, por meio de licença, das seguintes empresas: (i) Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A. (Dianagás), para a zona de Évora; (ii) Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A. (Duriensegás), para zona de Trás-os-Montes e Alto Douro; (iii) Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A. (Medigás), para o Algarve; (iv) Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A. (Paxgás), para a região de Beja; e (v) Sociedade de Gás do Norte, S.A. (Sonorgás), para região Noroeste de Portugal.

O mapa apresentado na Figura 5, abaixo, mostra a área de abrangência das distribuidoras de gás natural em Portugal, assim como do Terminal de GNL de Sines.

Figura 5 - Rede de gás natural de Portugal.



Fonte: *International Energy Agency* (2016, p. 106).

## 5.4 A reforma da atividade de gás natural em Portugal

Até 2006, as atividades do setor de gás natural estavam entregues a empresas verticalmente integradas, que exerciam, no mesmo grupo econômico, os serviços de recepção, transporte, distribuição, armazenamento e comercialização do energético. Tratava-se do Grupo Galp Energia (Galp) (APOLINÁRIO, 2011, p. 244).

Tendo em vista o monopólio e a concentração das atividades da indústria de gás natural nas mãos de um mesmo grupo econômico, após a publicação da Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho de 1998 (UNIÃO EUROPEIA, 1998a), que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de GN, tais regras acabaram por ser transpostas para o ordenamento jurídico português, por meio do Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de janeiro (PORTUGAL, 2001).

Posteriormente, com a publicação da Directiva n.º 2003/55/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2003b), foi dado início à denominada “Segunda Geração das Diretivas Comunitárias”, responsáveis pela construção normativa do mercado interno de gás natural. Com a sua entrada em vigor, o regramento comunitário em epígrafe foi transposto para as normas internas portuguesas com a publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro (PORTUGAL, 2006b) e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho (PORTUGAL, 2006c).

Nos mencionados diplomas regulamentares, o Governo de Portugal estabeleceu o “quadro jurídico mínimo do setor energético”<sup>94</sup> e deu início às necessárias reformas estruturantes, de forma a desverticalizá-lo e liberalizá-lo, por meio da separação das atividades atinentes à cadeia produtiva de gás natural. Prevvia-se a separação da atividade de transporte de gás natural em alta pressão das atividades comerciais – fornecimento –, mediante o destaque da rede de alta pressão e da separação acionista (ANASTÁCIO; PACHECO, 2008, p. 360).

No mesmo sentido, o décimo preâmbulo da Directiva n.º 2003/55/CE foi claro ao estabelecer a necessária separação das atividades desenvolvidas por empresas verticalmente integradas: “para assegurar um acesso eficiente e não discriminatório às redes é conveniente que as redes de transporte e de distribuição sejam exploradas por entidades juridicamente separadas nos casos em que existam empresas verticalmente integradas” (UNIÃO EUROPEIA, 2003b).

---

<sup>94</sup> Denominação dada por Rui Eduardo Ferreira Rodrigues Pena, Mónica Carneiro Pacheco e Marisa Apolinário (2008, p. 26).



Nessa senda, o legislador português buscou implementar, no país, a separação patrimonial e jurídica das empresas prestadoras de serviços de gás natural (*unbundling*), como era o caso do Grupo Galp Energia, que até então exercia as atividades de importação, transporte, armazenamento e fornecimento de gás natural, sendo que essas atividades estavam sujeitas a uma única concessão, o que ocasionava a concentração vertical dos agentes econômicos.

Portanto, de forma a assegurar a separação das empresas que realizam atividades em diferentes segmentos da cadeia produtiva de gás, os Decretos-Leis supracitados, além de estabelecerem princípios gerais de reorganização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)<sup>95</sup>, também criaram novas regras para minimizar as barreiras à entrada de novos agentes econômicos, que passariam a ser tratados de maneira isonômica e transparente pelas empresas incumbentes, para garantir a independência entre elas e assegurar aos consumidores o direito de escolherem livremente o seu fornecedor de gás natural.

Vale ressaltar que a separação patrimonial das empresas prestadoras de serviços de transporte e distribuição de gás natural foi além das premissas estabelecidas pela União Europeia e atendeu a uma orientação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 (PORTUGAL, 2005), que acabou por ser incorporada aos textos dos Decretos-Leis n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b) e n.º 140/2006 (PORTUGAL, 2006c), trazendo relevantes avanços para tornar o *unbundling* ainda mais efetivo no território português.

Assim sendo, seguindo as orientações comunitárias, o Decreto-Lei n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b) passou a implementar a separação jurídica (artigos 21.º e 31.º) e funcional das atividades executadas pelas empresas, de modo a evitar que órgãos de direção pudessem ser os mesmos em empresas distintas. Dessa maneira, essa exigência adicional garantiria a independência dos operadores das atividades da indústria de gás natural.

Ainda com relação às exigências de independência entre empresas distintas prestadoras de serviços de gás natural, o Decreto-Lei n.º 30/2006, em seu artigo 21.º, n.º 4, alínea “e”, estabeleceu que nenhuma entidade, nacional ou estrangeira, que exerça atividades no setor de gás natural poderia deter, direta ou indiretamente, mais de 10% do capital social

---

<sup>95</sup> De acordo com o item jj do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) foi conceituado como sendo “o conjunto de princípios, organizações, agentes e infraestruturas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei no território nacional” (PORTUGAL, 2006b). Assim, o SNGN abarca a Rede Nacional de Transporte, as Instalações de Armazenamento e os Terminais, bem como a Rede de Distribuição de Gás Natural, sendo que a exploração dessas infraestruturas faz-se mediante concessão específica de serviço público ou, no caso de redes locais autônomas de distribuição, por meio de licenças de serviço público (MIRANDA, 2008, p. 134).

do operador da rede nacional de gás natural ou de empresas que o controlem<sup>96</sup>. Essa previsão legal se deu com o intuito de evitar a existência de abusos de posição dominante, que poderiam ocorrer caso não houvesse essa limitação de participação acionária de empresas privadas nas concessionárias de gás natural.

Ademais, importante repisar que o Decreto-Lei n.º 140/2006 previu um cronograma específico para a implementação dessas novas regras no mercado interno, uma vez que Portugal, por ser um país emergente, teve um prazo maior para realizar a liberalização e a separação das atividades. Como já explanado no capítulo 4 desta dissertação, de acordo com o artigo 64.º do referido diploma legal, os prazos de liberalização do mercado de gás natural no país foram os seguintes: (i) produtores de eletricidade em regime ordinário, até 1.º de janeiro de 2007; (ii) clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de Nm<sup>3</sup>, até 1.º de janeiro de 2008; (iii) clientes com consumo anual igual ou superior a 10 mil Nm<sup>3</sup>, até 1.º de janeiro de 2009; e (iv) outros clientes, até 1.º de janeiro de 2010 (PORTUGAL, 2006c). Portanto, a partir de 1.º de janeiro de 2010, a comercialização de gás natural tornou-se livre para todos os consumidores.

Ainda em 2006, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), por meio do Despacho n.º 19.624-A/2006, de 25 de setembro (PORTUGAL, 2006a), aprovou o Regulamento das Relações Comerciais, o Regulamento Tarifário, o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Portanto, diante da regulamentação nacional aprovada, tornou-se viável implementar o *unbundling* total (patrimonial) das redes de transporte de eletricidade e de gás. De igual forma, iniciou-se o processo de separação patrimonial das empresas de transporte de gás natural no país, com a venda dos ativos da Transgás para a então chamada Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), atualmente Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN)<sup>97</sup>, os quais eram constituídos pela rede de transporte de gás natural em alta pressão, pelas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural e pelo Terminal de GNL de Sines.

A venda desses ativos acabou por ser consumada em 26 de setembro de 2006, data da celebração dos contratos de concessão dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e transporte de gás natural, pelo prazo de

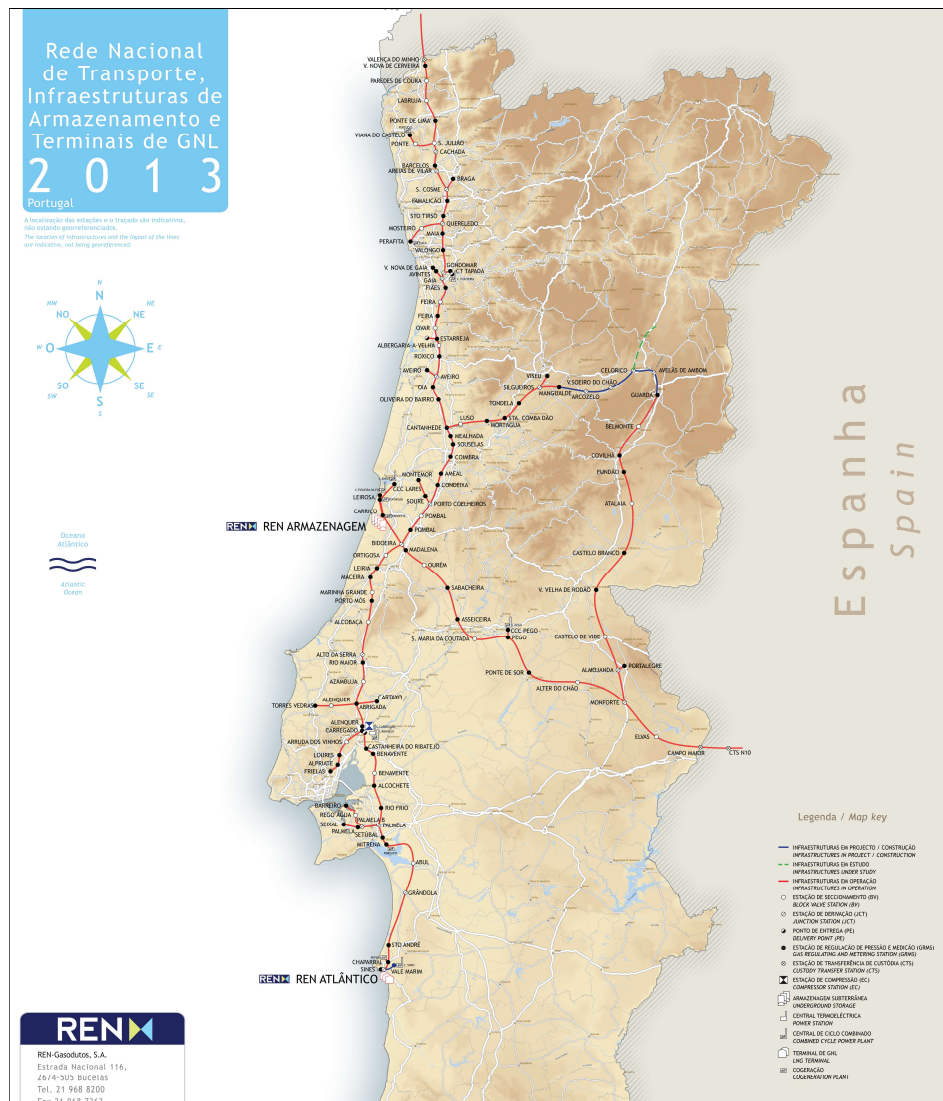
<sup>96</sup> “Artigo 21.º. Separação jurídica e patrimonial das atividades [...] 4 - De forma a assegurar a independência prevista nos números anteriores, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos: [...] e) Nenhuma pessoa singular ou colectiva pode deter, directamente ou sob qualquer forma indirecta, mais de 10% do capital social de cada empresa concessionária da RNTIAT [Rede Nacional de Transporte, Infraestrutura de Armazenamento e Terminais de GNL], na actual configuração.” (PORTUGAL, 2006b).

<sup>97</sup> A REN, no que se refere aos serviços de gás natural, atua no transporte de GN em alta pressão e na gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, garantindo a recepção, o armazenamento e a regaseificação de GNL, bem como o armazenamento subterrâneo de gás natural (PENA, 2014, p. 5).

40 anos, retificando-se, assim, as premissas governamentais de implementação da separação contábil, jurídica e funcional das entidades distribuidoras e comercializadoras de gás natural.

Cabe destacar que a estratégia nacional para a energia de Portugal concentrou na REN as infraestruturas dos setores de eletricidade e de gás natural. Nesse contexto, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de junho (PORTUGAL, 2006d), autorizou a REN a proceder à constituição de novas sociedades, para assegurar as concessões dos serviços de transporte de gás natural em alta pressão, por meio da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) (REN Gasodutos, S.A.), de armazenamento subterrâneo (REN Armazenagem, S.A.) e de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL (REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.).

Figura 6 - Rede de transporte, infraestruturas de armazenamento e Terminais de GNL em Portugal.



Fonte: Redes Energéticas Nacionais (2013).

Na Figura 6, acima, verifica-se a atual rede de transporte de gás natural que é exercida pela REN Gasodutos, assim como a localização da REN Armazenagem e do Terminal de GNL de Sines da REN Atlântico.

Com efeito, a atividade de transporte de gás natural é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), que corresponde a uma única concessão do Estado, em regime de serviço público, e é separada jurídica e patrimonialmente das demais atividades desenvolvidas no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), assegurando-se a independência e a transparência do exercício da atividade e do seu relacionamento com as demais<sup>98</sup>.

A introdução do gás natural no país e a ampliação da rede de transporte e distribuição do energético tornaram viável a sua entrega a regiões pertencentes ao interior de Portugal, não se concentrando tão somente nas regiões litorâneas, o que serviu para contribuir sobremaneira para o desenvolvimento econômico e social de maneira equilibrada e coesa, em todo o território nacional, que é uma das incumbências constitucionalmente prioritárias do Estado português, conforme o artigo 81.º, alínea “d”, da Constituição da República de Portugal<sup>99</sup>.

Quanto à operação da rede nacional de transporte de gás natural no país, essa atribuição passou a ser de responsabilidade da REN Gasodutos, que recebe o energético na fronteira com a Espanha, na saída das instalações de armazenagem, na REN Armazenagem, ou no Terminal de GNL em Sines, que fica por conta da REN Atlântico. Posteriormente, a transportadora entrega o gás natural para as empresas distribuidoras ou para os clientes finais de alta pressão<sup>100</sup>.

Com relação à necessária separação das atividades produtivas de gás natural, à época assim se manifestou a ERSE sobre o assunto: “a separação das atividades reguladas é fundamental para o estabelecimento de um sistema tarifário equitativo, que reflita os custos de forma a proporcionar maior transparência e garantir a não existência de subsídios cruzados entre atividades”, especificamente entre atividades exercidas em regime de concorrência e outras atividades exercidas em regime de monopólio (DIAS, 2010, p. 47).

<sup>98</sup> Considerando (8) do Decreto-Lei n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b).

<sup>99</sup> “Artigo 81.º. Incumbe prioritariamente ao Estado no âmbito económico e social: [...] d) Promover a coesão económica e social de todo o território nacional, orientando o desenvolvimento no sentido de um crescimento equilibrado de todos os sectores e regiões e eliminando progressivamente as diferenças económicas e sociais entre a cidade e o campo e entre o litoral e o interior.” (PORTUGAL, 2018b).

<sup>100</sup> Esse é um ponto divergente do que ocorre na regulação do transporte de gás natural no Brasil, pois, de acordo com a legislação brasileira, o transportador de gás natural não está autorizado a entregar o energético para qualquer consumidor, independentemente da quantidade de gás natural consumido, uma vez que cabe ao distribuidor local fazê-lo.

Dessa maneira, com a implementação da separação das atividades produtivas (*unbundling*), o mercado de gás natural teve condições de promover a concorrência entre os agentes econômicos, por meio de regras de transparência e acessos com igualdade de tratamento às infraestruturas necessárias para a prestação dos serviços, evitando que houvesse qualquer forma de tratamento privilegiado a empresas do mesmo grupo econômico. Por esse motivo, o legislador, nos artigos 18.º, n.º 2, alínea “c”, 19.º, n.º 2, alínea “c”, 20.º, n.º 2, alíneas “e” e “f”, e 30.º, n.º 2, alíneas “d” e “e”, todos do Decreto-Lei n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b), assegurou o direito de livre acesso às infraestruturas a todos os agentes do mercado, de forma não discriminatória e transparente.

Merece apontamento o fato de que o regime de livre concorrência, que passou a vigorar em Portugal após a liberalização e a abertura do setor, é caracterizado pela existência de monopólios concedidos pelo Estado no setor de transporte e distribuição de gás natural, uma vez que, conforme já anteriormente acentuado, a construção de redes alternativas de escoamento do energético é economicamente ineficiente, haja vista o vultoso investimento despendido para a construção das infraestruturas necessárias, o que as torna essenciais.

Desse modo, dadas as características inerentes aos monopólios naturais, como é o caso do transporte de gás natural, a sua regulação pela ERSE mostra-se fundamental para evitar que os agentes econômicos atuem de maneira anticoncorrencial, discriminatória e abusiva com relação a outros agentes econômicos concorrentes. Assim, a regulação é vital para assegurar o acesso não discriminatório, equilibrado, transparente e isonômico por qualquer entidade às infraestruturas necessárias para o desenvolvimento das atividades setoriais.

Nesse sentido, o Despacho n.º 19.624-A/2006, de 25 de setembro, da ERSE, aprovou os seguintes princípios norteadores para assegurar o acesso às infraestruturas pelos operadores do SNGN:

Artigo 5.º. O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SNGN, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados os seguintes princípios gerais:

- a) Garantia da oferta de gás natural nos termos adequados às necessidades dos consumidores;
- b) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- c) Não discriminação;
- d) Transparência e objectividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial;
- e) Imparcialidade nas decisões;
- f) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível (PORTUGAL, 2006a).

Desse modo, o relacionamento entre o operador do sistema de transporte de gás natural e os eventuais interessados em acessar a sua infraestrutura de escoamento do

energético deve ser embasado na transparência, na garantia ao acesso e na igualdade de tratamento e de oportunidades, sendo que a sua recusa somente poderá ocorrer, justificadamente, na incidência das seguintes hipóteses: (i) falta de capacidade das infraestruturas; (ii) existência de dificuldades econômicas e financeiras resultantes da celebração de contratos de *take or pay*; e (iii) necessidade de construção de novas infraestruturas, conforme dispõe o artigo 8.º, alínea “i”, do Decreto-Lei n.º 140/2006 (PORTUGAL, 2006c).

No mais, cumpre observar que a liberalização do mercado de gás natural em Portugal ocorreu a partir de janeiro de 2010, data em que os consumidores finais passaram a poder escolher livremente o seu comercializador de gás natural, nos termos do artigo 64.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 (PORTUGAL, 2006c). Essa liberalização do setor em etapas no país justificou-se, em grande parte, pelas profundas alterações que foram realizadas, uma vez que os incumbentes tiveram que se adaptar às novas exigências legais, dentre elas a de fornecer, de maneira transparente e isonômica, o acesso às suas infraestruturas, assim como às novas regras de livre escolha de comercializador pelo consumidor final.

Desse modo, iniciou-se uma severa mudança na forma de atuação do Estado, que passou a ser responsável pela regulação do setor, sendo que o cerne da sua preocupação voltou-se a assegurar, ao consumidor dos serviços públicos, o direito de receber um serviço nas melhores condições de qualidade, segurança, variedade e preço.

Em 2012, entrou em vigor o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro (PORTUGAL, 2012b), dando início à transposição da Directiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009 (UNIÃO EUROPEIA, 2009c), que estabeleceu regras internas para o mercado de gás natural e revogou a Directiva n.º 2003/55/CE. A nova legislação buscou prosseguir mais eficazmente com a liberalização setorial, por meio da garantia de livre acesso de terceiros às infraestruturas, em condições de igualdade, e da separação efetiva entre as atividades de produção e comercialização e as atividades de gestão de infraestruturas.

Ainda em 2012, também foi publicado o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro (PORTUGAL, 2012c), o qual procedeu à terceira alteração no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho (PORTUGAL, 2006c), que desenvolveu os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do SNGN, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro (PORTUGAL, 2006b). A legislação em questão regulamentou o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de transporte, armazenamento subterrâneo, recepção,

armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural.

No mais, a mencionada legislação buscou aprofundar o regime de planeamento das infraestruturas que integram o SNGN, além de estabelecer deveres e direitos ao operador da rede de transporte de gás natural, com o propósito de atender aos objetivos definidos na Política Energética do país, principalmente quanto à segurança do seu abastecimento.

No novo enquadramento, o transporte de gás natural deve ser exercido por um único operador, concessionário de serviço público, que tem a função de explorar, garantir a manutenção e o desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN)<sup>101</sup>, além de realizar a gestão global do setor, de forma a assegurar o uso seguro e eficiente do sistema. No que se refere à gestão técnica global do SNGN, de acordo com o n.º 2 do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, ela deve ser exercida “com independência, de forma transparente e não discriminatória”, consistindo “na coordenação das infraestruturas do sistema nacional de gás natural, de modo a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado, bem como com a segurança e continuidade do abastecimento de GN no curto, médio e longo prazo” (PORTUGAL, 2012c).

Para garantir a independência e a transparência da atividade de transporte, o operador deve ser jurídica e patrimonialmente independente das entidades de distribuição e de comercialização de gás natural (ANASTÁCIO, 2009, p. 354). No caso de a ERSE entender que o operador da RNTGN não reúne as condições de separação jurídica e patrimonial exigidas na legislação, a Entidade Reguladora pode impor a adoção de medidas necessárias para o seu cumprimento, sendo que a concessionária poderá solicitar, alternativamente, a sua designação como Operador de Transporte Independente (OTI).

Adicionalmente, relevante mencionar que a concessionária da rede de transporte de gás natural, nos termos do artigo 21.º-A do Decreto-Lei n.º 230/2012 (PORTUGAL, 2012b), deve ser aprovada, designada e certificada como operadora da Rede Nacional de Transporte de GN por membro do Governo responsável pela área de energia, e comunicar essa designação à Comissão Europeia, sem prejuízo de a ERSE promover a referida certificação, caso a concessionária não o faça antecipadamente.

---

<sup>101</sup> O artigo 2.º, n.º 4, da Directiva n.º 2009/73/CE assim prevê: “«Operador da rede de transporte», a pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de transporte e é responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se necessário, pelo desenvolvimento da rede de transporte numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de transporte de gás; [...]” (UNIÃO EUROPEIA, 2009c).

A certificação do operador da rede de transporte é de suma importância, uma vez que a independência do operador da rede e do gestor técnico global do sistema visa a garantir que a atividade seja exercida com a isenção necessária, de acordo com as regras e os objetivos incidentes sobre o serviço, assegurando que a atividade seja exercida de maneira transparente, independente e não discriminatória pelo operador da rede de GN (PENA, 2014, p. 40).

Outrossim, o modelo de transporte de gás natural adotado em Portugal foi o *ownership unbundling*, que, conforme exposto anteriormente, é o mais rigoroso regime regulatório, pois impõe a total desintegração vertical, uma vez que a transportadora de gás natural deve ser totalmente separada das atividades comerciais no retalho ou na produção e importação. Esse parece ter sido um ponto fundamental a ser adotado pela legislação do setor, já que, ao realizar a separação jurídica e funcional dos agentes, traz mais garantias de independência entre eles, torna o acesso à rede de transporte mais transparente, não discriminatório e acessível, e contribui para o incremento da concorrência no GN.

Finalmente, conforme já asseverado neste trabalho, a Diretiva n.º 2019/692 (UNIÃO EUROPEIA, 2019b) alterou o disposto na Directiva n.º 2009/73/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2009c), de forma a ajustá-la para contemplar regras àqueles gasodutos que atravessem ou transponham uma fronteira entre país terceiro e Estados-membros, ou seja, que iniciem e/ou terminem em países terceiros. Apesar das alterações efetuadas, as regras de *unbundling*, comprovação de independência e certificação dos operadores da rede e seus gestores foram preservadas.

#### 5.4.1 O direito de acesso a terceiros (third party access)

O direito de acesso de terceiros às infraestruturas de transporte de gás natural é um dos elementos mais relevantes para tornar viável o incremento de um mercado de GN livre e concorrencial, uma vez que o seu acesso de maneira isonômica e não discriminatória é essencial para que os agentes econômicos possam fornecê-lo aos seus clientes.

O primeiro regramento europeu que estabeleceu princípios quanto ao direito e ao dever de acesso de terceiros às redes (*third party access*) de maneira não discriminatória foi a Directiva n.º 98/30/CE<sup>102</sup>, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho de 1998 (UNIÃO EUROPEIA, 1998a), que buscou criar critérios e princípios objetivos de acesso às

---

<sup>102</sup> “(24) Considerando que, dada a diversidade de estruturas e a especificidade dos sistemas vigentes nos Estados-membros, é necessário prever diferentes formas de acesso à rede, que serão geridas de acordo com critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios; [...]” (UNIÃO EUROPEIA, 1998a).



infraestruturas setoriais. Posteriormente, a mencionada Diretiva foi transposta, conforme anteriormente referido, no Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de janeiro (PORTUGAL, 2001), que, em seu artigo 9.<sup>o</sup><sup>103</sup>, previu o direito de acesso de terceiros às instalações e redes exploradas pelas empresas de gás natural, de maneira transparente e não discriminatória.

Pouco depois, foi publicada a Directiva n.º 2003/55/CE, de 26 de junho de 2003 (UNIÃO EUROPEIA, 2003b), que, além de revogar a Diretiva anterior, aprofundou temas anteriormente previstos, como o da separação jurídica (*unbundling*) das empresas operadoras das redes de transporte e distribuição, bem como estabeleceu critérios objetivos e não discriminatórios no acesso às redes e instalações de gás natural, que passou a ser sempre regulado, devendo a operadora da rede obedecer a critérios definidos pela Entidade Reguladora Independente, de forma a viabilizar a abertura do mercado e o incremento da concorrência setorial.

A Diretiva em tela foi transposta para a legislação interna por meio da publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b), que, nos termos do artigo 20.º, n.º 2, alíneas “e” e “f”, abarcou o dever do operador da rede nacional de transporte de gás natural de assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de utilizadores da rede, assim como de garantir o planeamento da Rede Nacional de Transporte de GN e a construção e gestão da rede pública, para permitir o acesso a terceiros e gerir de maneira eficiente as infraestruturas e os meios técnicos disponíveis.

Desse modo, o direito de tratamento isonômico e de oportunidades entre os agentes económicos foi um dos princípios basilares da legislação em comento, sendo que uma das maneiras de assegurá-lo assenta-se na necessidade de se realizar leilões públicos de atribuição de capacidade, os quais devem ser organizados de maneira transparente e não discriminatória pelo operador da rede de transporte, de forma a conceder um tratamento justo e imparcial aos agentes do setor (PENA; PACHECO; APOLINÁRIO, 2008, p. 51-52).

Finalmente, o Terceiro Pacote Energético europeu também garantiu o acesso de terceiros à rede de gás natural, por meio do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 230/2012, que, em atenção à Directiva n.º 2009/73/CE, previu que os operadores da rede nacional de gás natural devem “proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória e transparente, o acesso

---

<sup>103</sup> “Art. 9.º. Acesso às redes e ao armazenamento 1 - Sem prejuízo da prossecução do interesse público atribuído às empresas de gás natural, os clientes considerados elegíveis têm o direito de utilizar as instalações e as redes exploradas por aquelas entidades, nas condições que vierem a ser estabelecidas, nos termos da regulamentação específica. 2 - A regulamentação prevista no número anterior estabelecerá, segundo critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, nomeadamente tarifas, condições e obrigações para a utilização do direito de acesso à rede interligada e ao armazenamento, a observar pelas empresas de gás natural, bem como pelos clientes elegíveis.” (PORTUGAL, 2001).

às suas infraestruturas, baseado em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e do Regulamento Tarifário” (PORTUGAL, 2012b).

Para acessar a rede de transporte de gás natural, faz-se necessário formalizar, por escrito, um Contrato de Uso de Rede de Transporte<sup>104</sup>, sendo devido o pagamento de uma retribuição pelo seu uso à operadora, de acordo com as tarifas previamente estabelecidas pelo Regulamento Tarifário aplicável. O acesso à rede de gás natural deve ainda atender às previsões do Regulamento das Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor de Gás Natural.

Em 2016, a ERSE publicou o Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio, que aprovou o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor de Gás Natural, estabelecendo que tal acesso deve ser realizado segundo critérios transparentes e não discriminatórios, seguindo as condições técnicas e comerciais definidas pela Entidade Reguladora em que se processa o acesso às infraestruturas das redes de transporte e distribuição de GN (artigo 1.º) (PORTUGAL, 2016b).

Por derradeiro, vale ainda destacar que o operador da rede de gás natural somente pode recusar o acesso de terceiros à rede de GN em três hipóteses: (i) espaço insuficiente em sua infraestrutura para atender à demanda; (ii) não disposição de técnica suficiente do concorrente para se conectar à infraestrutura; ou (iii) falta de segurança na manutenção da infraestrutura e dos demais usuários. E, para qualquer forma de recusa, o operador deverá fazê-lo com a sua respectiva fundamentação.

## **5.5 O cenário atual do gás natural e o seu crescimento em Portugal**

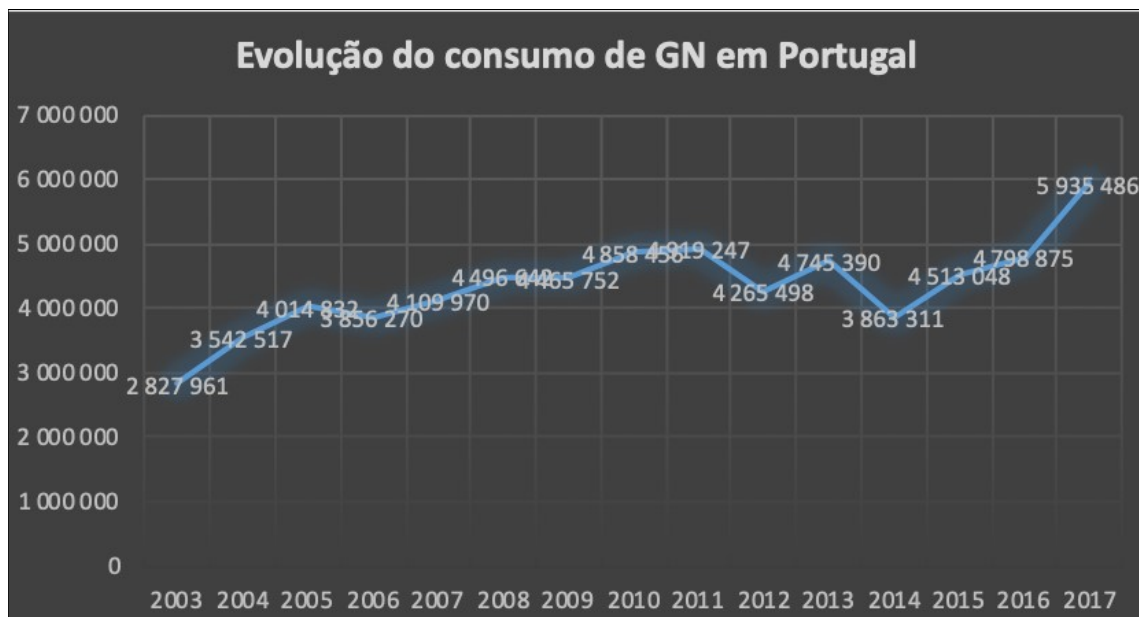
Em Portugal, a indústria de gás natural tem crescido significativamente desde a sua implementação, em 1997, período em que praticamente inexistia o consumo do energético do hidrocarboneto no país. De lá para cá, o consumo e a demanda pelo gás natural têm registrado uma evolução positiva do seu *mix* energético, representando, em 2013, 17% do total do consumo em energia primária (LEAL; RIBEIRO, 2017, p. 101).

---

<sup>104</sup> Nos termos artigo 7.º, n.º 2, alínea “c”, do Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio, da ERSE (PORTUGAL, 2016b).

De acordo com os dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), o consumo de gás natural saltou de 2.827.961  $10^3 \text{ Nm}^3$  em 2003, para 5.923.486  $10^3 \text{ Nm}^3$  em 2017, quase dobrando nesse período, o que demonstra o relevante aumento da procura pelo energético, o forte incremento e a sua inserção na matriz energética do país, conforme é possível depreender da evolução do consumo de GN representada no Gráfico 4, abaixo.

Gráfico 4 - Evolução do consumo de GN em Portugal (2003-2017).

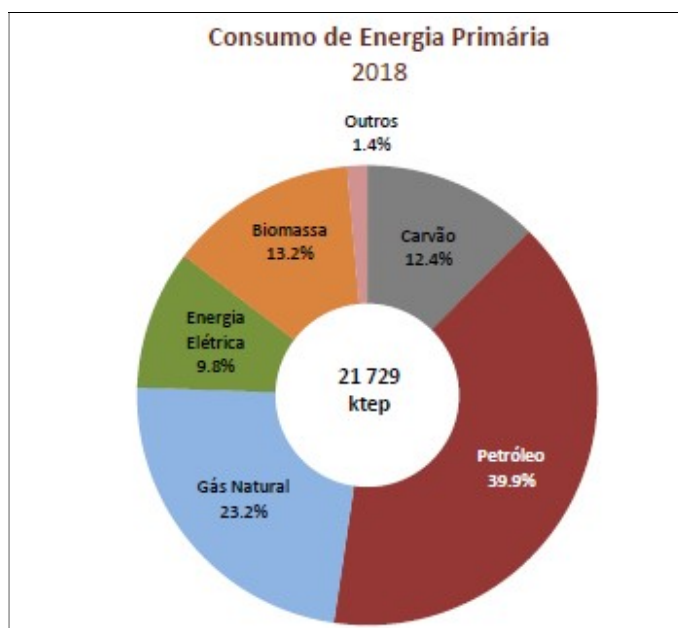


Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados extraídos dos relatórios de consumo de gás natural emitidos pela DGEG (PORTUGAL, 2019e).

Em 2018, o percentual do consumo de gás natural nos energéticos primários no país já tivera um crescimento significativo para 23,2%. Essa ampliação se justifica em face da descarbonização da economia, considerando as maiores exigências da UE e das Convenções Internacionais quanto à utilização de energéticos mais sustentáveis, com menores emissões de dióxido de carbono, assim como a expansão acelerada da infraestrutura de escoamento de gás natural no país.

No Gráfico 5, a seguir, encontram-se os dados de consumo das energias primárias no país em 2018.

Gráfico 5 - Participação do consumo de gás natural frente às energias primárias em Portugal.



Fonte: Balanço Energético Sintético 2018 da DGEG (PORTUGAL, 2019a, p. 5).

Como é possível observar, na distribuição dos consumos das energias primárias realizados em 2018 no país, o consumo de gás natural é muito superior ao de carvão, que representou por volta de 13% do total, sendo que, entre 2018 e 2019, o consumo de GN representou quase o dobro do consumo de carvão, consoante evidencia o Gráfico 6, abaixo, refletindo a ampliação da sua importância em Portugal e a redução progressiva do carvão.

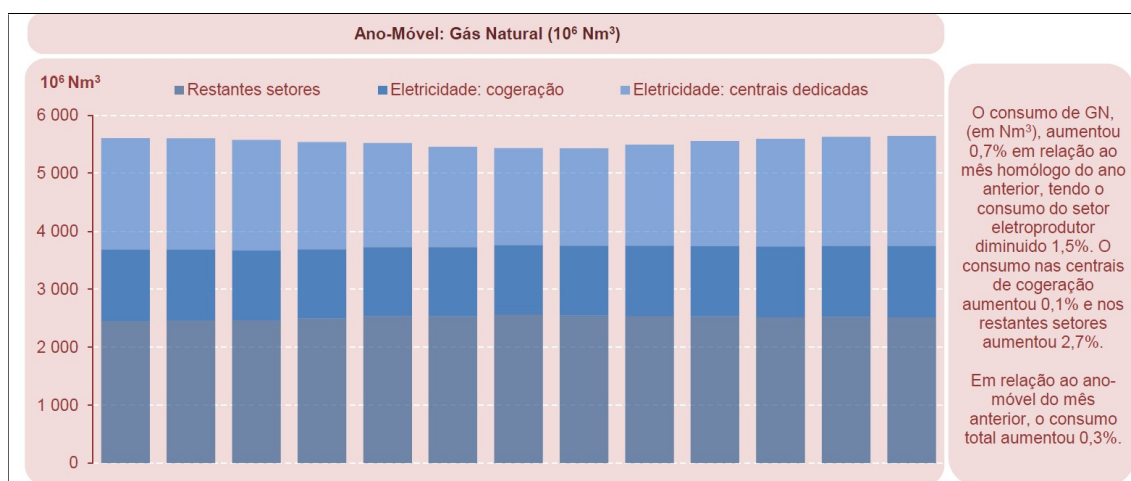
Gráfico 6 - Consumo global de energias primárias em Portugal (2018-2019).



Fonte: DGEG (PORTUGAL, 2019b, p. 4).

Do consumo de gás natural no país, a maior utilização é para a produção de energia elétrica, pois os principais demandantes são os setores de Cogeração e Centrais Dedicadas, conforme demonstra o Gráfico 7, abaixo, que traz o consumo de agosto de 2018 a agosto de 2019.

Gráfico 7 - Consumo de gás natural na produção de energia elétrica em Portugal.



Fonte: DGEG (PORTUGAL, 2019b, p. 7).

Com efeito, a redução do consumo de energia mais poluente em Portugal é claramente influenciada por um quadro normativo claro e estável, que foi fortemente motivado pelas diretrizes propostas pela União Europeia, atendendo aos compromissos assumidos nos Tratados Internacionais. Dentre as medidas regulatórias que contribuíram para o crescimento e o aumento da transparência no setor de gás natural, é possível citar: (i) liberalização setorial; (ii) medidas não discriminatórias de acesso a redes de gasodutos de transporte de gás natural; (iii) implementação da separação (*unbundling*) das atividades de produção e comercialização aplicáveis a entidades com interesses nas atividades de transporte e distribuição de gás natural; e (iv) reforço da concorrência setorial (GOMES, 2016, p. 15).

A partir de 2010, momento em que a liberalização setorial foi implementada no país a todas as categorias de usuários, os consumidores puderam fazer valer o seu direito de escolher livremente o seu fornecedor de gás natural. A implantação do mercado livre somente se tornou viável com a aplicação das regras de transparência e não discriminação de acesso às infraestruturas aos monopolistas naturais. Nesse sentido, a gestão do processo de mudança de comercializador é atribuída ao operador da rede de transporte de gás natural (REN Gasodutos), sendo que os prazos e os procedimentos de mudança são definidos pela ERSE, nos moldes das boas práticas regulatórias europeias.

Diante desse cenário, de acordo com o Boletim da ERSE de junho de 2019, Portugal passou a ter aproximadamente 1.220 mil usuários de gás natural, sendo que 98% do combustível consumido no país pertenceram ao mercado liberalizado (PORTUGAL, 2019d, p. 1-2).

A demanda por energia em Portugal aumentou, e, de igual forma, foram ampliadas as pressões internacionais quanto à utilização de energias ambientalmente adequadas. Assim, o gás natural tornou-se um importante aliado na garantia da segurança do abastecimento energético, no estímulo ao incremento da competitividade, assim como na transição da substituição das energias mais poluentes para as renováveis.

Por todo o exposto, parece acertada a decisão da UE quanto à liberalização do mercado de gás natural, principalmente quanto às obrigações de desverticalização do setor, as quais serviram de estímulo para a sua reorganização e o seu desenvolvimento. Igualmente, a modelagem adotada em Portugal também serviu de inspiração para a reorganização do setor brasileiro, o qual está a passar por diversas alterações tanto no âmbito legislativo quanto no campo infralegal e será objeto de análise no próximo capítulo da presente dissertação.

## **6 A REGULAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL**

Após fazer uma análise acurada da história do gás natural como fonte de energia, retratar a crise de intervenção dos Estados no funcionamento dos mercados e verificar de que forma a Europa e Portugal regularam o transporte de gás natural, o presente capítulo pretenderá expor como o Estado brasileiro introduziu, organizou e regulamentou a exploração do gás natural no país, especialmente no que se refere ao seu transporte.

De início, será abordado o panorama econômico brasileiro que levou à criação da Petrobras, principal agente econômico estatal do setor.

Posteriormente, será exposto de que maneira, na década de 1990, o país implementou a privatização do setor, em vista da grave crise econômica pela qual passava, bem como será analisado de que forma a abertura do setor colaborou para o seu crescimento no país.

Abordar-se-á, também, a evolução legal do setor, com a criação da Lei do Petróleo e da Lei do Gás.

Na sequência, será discutido como a Petrobras se posicionou no setor produtivo de gás natural e como a sua forma de atuação monopolista e dominante trouxe problemas concorrenciais ao setor no país.

Por derradeiro, serão apresentadas as novas propostas de alteração legal e regulatória pelo Governo Federal, face ao programa de desinvestimento da Petrobras, que trouxe como reflexo a necessária abertura e desverticalização do setor de gás natural brasileiro.

### **6.1 Panorama econômico do Brasil até a desestatização das empresas públicas**

A história do gás natural no Brasil iniciou-se atrelada à do petróleo e remonta, ainda, ao século XIX, com a utilização do energético para a iluminação pública.

Na década de 1940, com a descoberta por empresas privadas brasileiras de campos de petróleo e de gás natural no Recôncavo Baiano, foram dados os primeiros passos na exploração dessas atividades por empresas privadas no país.

Já nos anos de 1950, com a publicação da Lei Federal n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953 (BRASIL, 1953), a exploração das atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo, refino e seu transporte passou a ser monopolizada pela União, que, por meio da sua empresa estatal (Petrobras), centralizou a prestação dessas atividades.

A monopolização das atividades para o Estado era uma diretriz do Governo nacionalista e desenvolvimentista do ex-presidente Getúlio Vargas, que entregava às grandes

empresas estatais a responsabilidade pela realização dos investimentos públicos necessários para os setores de infraestrutura brasileiros.

Como acentuado por Heloíse Helena Lopes Maia da Costa (2003, p. 30), a participação do Governo brasileiro no período nacionalista era caracterizada pela observância dos seguintes princípios: (i) desenvolvimentismo, com a intenção de desenvolver o parque industrial nacional, por meio de investimentos diretos do Estado; e (ii) preocupação com a capacidade de produzir bens e/ou prestar serviços considerados essenciais ao desenvolvimento econômico do país.

Nesse cenário, o Governo brasileiro, diante do *slogan* “O petróleo é nosso”, promulgou a Lei Federal n.º 2.004/53 (BRASIL, 1953) e instituiu a Petrobras, com o objetivo de realizar os investimentos necessários para o desenvolvimento dos setores de petróleo e de gás natural, estratégicos para a matriz energética do país.

A partir da sua criação, a Petrobras assumiu um papel preponderante no crescimento do setor no Brasil, principalmente porque, em 1973 e em 1979, conforme exposto no capítulo 2 deste trabalho, o país passou por duas severas crises financeiras, diante dos dois choques do petróleo, que resultaram na escalada do seu preço e impactaram fortemente o setor industrial brasileiro, dependente do energético. Dessa forma, a atuação da empresa monopolista foi vital para ampliar os setores de exploração e de produção nacional de petróleo e de gás natural associado, diminuindo o peso e a dependência do energético importado.

Em meados da década de 1980, o Governo Federal passou, então, a estimular a adoção de medidas para minimizar a dependência do petróleo no país, sendo que a utilização do gás natural na matriz energética brasileira estava na pauta dos planos governamentais, por se tratar de uma fonte de energia disponível e menos agressiva ao meio ambiente.

O primeiro plano governamental lançado para fomentar a produção de gás natural remonta à década de 1980, quando foram assinados os primeiros contratos de compra de GN da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Posteriormente, em 1987, foi lançado o Plano Nacional do Gás Natural (PLANGÁS), pelo Ministério de Minas e Energia, que não resultou nos objetivos traçados para o crescimento do setor.

Em 1988, foi finalmente promulgada a Constituição Federal brasileira, que passou a abarcar uma regulação econômica dos setores de infraestrutura, acompanhando as diretrizes das melhores práticas adotadas no mundo, de flexibilização e abertura dos mercados, com a substituição do papel de Estado Provedor e Desenvolvimentista pelo Estado Regulador. Desse modo, a partir da década de 1990, iniciou-se o processo de abertura nacional das atividades do



setor produtivo de gás natural, até então monopolizadas pela União e sua empresa pública estatal.

O primeiro passo dado pelo Governo Federal com o intuito de realizar as reformas necessárias na economia, de forma a implementar a liberalização do setor de GN, foi a aprovação do Programa Nacional de Desestatização (PND), que, por meio da Lei Federal n.º 8.031, de 12 de abril de 1990 (BRASIL, 1990), criou o regramento necessário para realizar a reordenação da economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público, bem como para contribuir com a diminuição da sua dívida pública e permitir a retomada dos investimentos necessários para o desenvolvimento dos setores<sup>105</sup>.

Posteriormente, em 1995, o Governo Federal criou o Plano Diretor da Reforma do Estado, que buscou apresentar as diretrizes necessárias ao ente estatal para realizar a sua reforma administrativa, diante do seu crescente déficit fiscal e financeiro, que o impossibilitava de realizar os investimentos em infraestrutura necessários para os setores econômicos se desenvolverem. Portanto, o mencionado Plano pretendeu reformar o modelo econômico e administrativo até então adotado, para torná-lo mais ágil e eficiente. Entendeu-se que era o momento de reverter o ciclo, de contrair o Estado e de expandir o seu controle do mercado, por meio da desregulação e da privatização (PEREIRA, 1988, p. 121).

Nesse contexto de retração do tamanho do Estado e da necessidade de desregular e privatizar os setores econômicos estratégicos do país, foram aprovadas duas Emendas Constitucionais, para promover mudanças no setor de petróleo e de gás natural, assim como para viabilizar a entrada de capital privado em setores até então monopolizados pela Petrobras:

- (i) Emenda Constitucional n.º 5, de 15 de agosto de 1995 (BRASIL, 1995a): que pôs fim ao monopólio da União quanto à exploração das atividades de distribuição de gás natural, ao dar nova redação ao § 2.º do artigo 25 da Constituição Federal, além de abrir a possibilidade de os serviços públicos serem concedidos também a entes privados<sup>106</sup>; e
- (ii) Emenda Constitucional n.º 9, de 10 de novembro de 1995 (BRASIL, 1995b): que permitiu à União a contratação de empresas estatais ou privadas para a realização das

<sup>105</sup> Consoante o artigo 1.º, incisos I, II e III (BRASIL, 1990).

<sup>106</sup> “Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição. [...] § 2.º. Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.” (BRASIL, 1995a).

atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, seu refino, importação e exportação dos produtos derivados do petróleo e seu transporte, seja de origem nacional ou importada<sup>107</sup>.

Com a publicação das Emendas Constitucionais em epígrafe, a Lei Maior brasileira retirou o monopólio da Petrobras e permitiu a introdução da concorrência nas etapas da cadeia produtiva nas quais isso era possível. A flexibilização do monopólio da Petrobras foi ratificada com a publicação da Lei Federal n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), também conhecida como Lei do Petróleo, que reiterou o monopólio da União sobre as jazidas, o refino, a importação, a exportação e o transporte de petróleo e de gás natural, mas permitiu que os serviços pudessem ser executados por empresas públicas ou privadas, instituídas sob as leis brasileiras, mediante concessão ou autorização<sup>108</sup>. Ademais, a aludida legislação também previu os princípios da política energética do país e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Nesse contexto, a ANP foi estabelecida para regular as indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, sendo responsável por consolidar o marco regulatório setorial e fazer com que os prestadores de serviços entregassem serviços públicos dentro dos padrões técnicos de qualidade. Cumpre mencionar que, dentre os principais objetivos previstos à ANP, destacam-se:

- (i) promover a competitividade entre os agentes econômicos, de forma a reduzir a restrição vertical, permitir o livre acesso às redes de transporte de gás natural e criar condições para a entrada de novos agentes;
- (ii) implantar uma estrutura regulatória estável, clara, isonômica e transparente aos agentes econômicos, a fim de atrair investimentos estrangeiros e nacionais ao setor;

---

<sup>107</sup> “Art. 177. Constituem monopólio da União: I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; [...] § 1.º. A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.” (BRASIL, 1995b).

<sup>108</sup> “Art. 4.º. Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades: I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro; III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural. Art. 5.º. As atividades econômicas de que trata o art. 4.º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.” (BRASIL, 1997).

- (iii) garantir o suprimento de petróleo, gás natural e biocombustíveis em todo o território nacional; e
- (iv) proteger os interesses dos consumidores quanto ao preço, à qualidade e à oferta dos produtos.

Assim, a ANP passou a regular e controlar as atividades de produção, importação e transporte de gás natural, que estão sob a égide do Governo Federal realizá-las, sendo que, com a publicação da Constituição Federal de 1988, as atividades de distribuição e comercialização de GN passaram a ser reguladas pelos estados da Federação.

Na Figura 7, abaixo, apresenta-se de que maneira a regulação das atividades de gás natural é desenvolvida no país.

Figura 7 - Cadeia de gás natural no Brasil.



Fonte: Apresentação com o tema "A ANP e a regulação da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis" (NARCISO FILHO, 2008, p. 14).

Conforme é possível depreender do esquema ilustrado acima, as atividades da cadeia produtiva de gás natural podem ser divididas em seis segmentos: (i) produção e exploração; (ii) importação e exportação; (iii) transporte; (iv) distribuição; (v) comercialização; e (vi) consumo final.

A exploração do energético no Brasil se dá por empresas autorizadas pela ANP, que avaliam os campos marítimos e terrestres e as suas potencialidades de produção de petróleo e de gás natural, sendo caracterizada por elevados custos relacionados a estudos geológicos, instalação de equipamentos e perfuração. Após ser constatada a sua viabilidade, inicia-se o

processo de produção e processamento, que serve para garantir as especificidades do gás consumido no país, sendo realizado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

Já a importação e a exportação de gás natural podem ser realizadas através de gasodutos ou por embarcações metaneiras, na forma de gás natural liquefeito. Em 2018, o Brasil importou 10,8 mil milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, dos quais 8,1 mil milhões de m<sup>3</sup> foram originários da Bolívia (74,4%), por meio do Gasbol, enquanto o restante foi recebido nos três Terminais de GNL do país (BRASIL, 2019a, p. 134)<sup>109</sup>. Todas essas atividades são caracterizadas por constituírem atividades econômicas potencialmente concorrenciais.

No que se refere ao transporte de gás natural, a sua maior parte é realizada pelos gasodutos e pelos navios de GNL. A atividade é caracterizada pela existência de monopólio natural, uma vez que o GN é um ativo indivisível, que requer um elevado montante de investimentos e usufrui dos benefícios de integração econômica, o que inviabiliza a duplicação das infraestruturas de escoamento.

Assim, diante dessas características inerentes à atividade de transporte de gás natural, reforça-se a importância da realização de uma regulação eficiente pela ANP, de forma a tornar o acesso às infraestruturas livre, transparente e isonômico, obrigando o detentor da infraestrutura a conceder o acesso dos gasodutos ociosos aos agentes interessados. Nesse sentido, no âmbito regulatório, a ANP expediu a Portaria n.º 170, de 26 de novembro de 1998<sup>110</sup> (BRASIL, 1998), com o intuito de regulamentar as atividades de transporte de gás natural, conforme exposto nos artigos 56 a 59 da Lei do Petróleo – Lei Federal n.º 9.478/1997 (BRASIL, 1997).

Cabe ainda destacar que a primeira grande expansão da rede de transporte de gás natural no Brasil ocorreu no período de 1979 a 1989, quando foi construída mais de 50% da malha dutoviária do país, com gasodutos no Rio de Janeiro, no Espírito Santo e em estados do Nordeste brasileiro (COSTA, 2003, p. 57).

A segunda grande expansão, também conhecida como “decolagem do consumo de gás natural”, foi realizada entre 1998 e 2000, período que coincidiu com a construção do

---

<sup>109</sup> Atualmente, segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019 da ANP, o Brasil possui três Terminais de GNL públicos, localizados no Rio de Janeiro, no Ceará e na Bahia. Do GNL recebido no país em 2018, os maiores exportadores para o mercado brasileiro foram: Trinidad e Tobago (818 milhões de m<sup>3</sup>), EUA (730 milhões de m<sup>3</sup>), Nigéria (351 milhões de m<sup>3</sup>), Bélgica (277 milhões de m<sup>3</sup>), Noruega (242 milhões de m<sup>3</sup>), Catar (171 milhões de m<sup>3</sup>), Angola (89 milhões de m<sup>3</sup>) e França (87 milhões de m<sup>3</sup>) (BRASIL, 2019a, p. 134). Em 26 de fevereiro de 2020, foi inaugurado o primeiro Terminal de GNL privado do Brasil, no município de Barra dos Coqueiros, no estado de Sergipe, para atender à Usina Termelétrica do Porto de Sergipe I.

<sup>110</sup> Revogada, posteriormente, pela Resolução ANP n.º 52, de 2 de dezembro de 2015 (BRASIL, 2015).

denominado Gasbol, gasoduto binacional Brasil-Bolívia, que serviu para escoar o energético para o mercado brasileiro (BRASIL, 2001a, p. 10).

De fato, o transporte de gás natural é fundamental na cadeia produtiva, pois é por meio da sua infraestrutura que o energético é acessado aos distribuidores, que o entregam aos consumidores finais.

Vale enfatizar que o ponto da entrega do energético da transportadora para a distribuidora é chamado de *city gate*, local que, além de realizar a transferência da propriedade do gás natural de uma operadora para a outra, também tem o objetivo de reduzir a sua pressão, para que o energético possa ser utilizado adequadamente pelos consumidores finais.

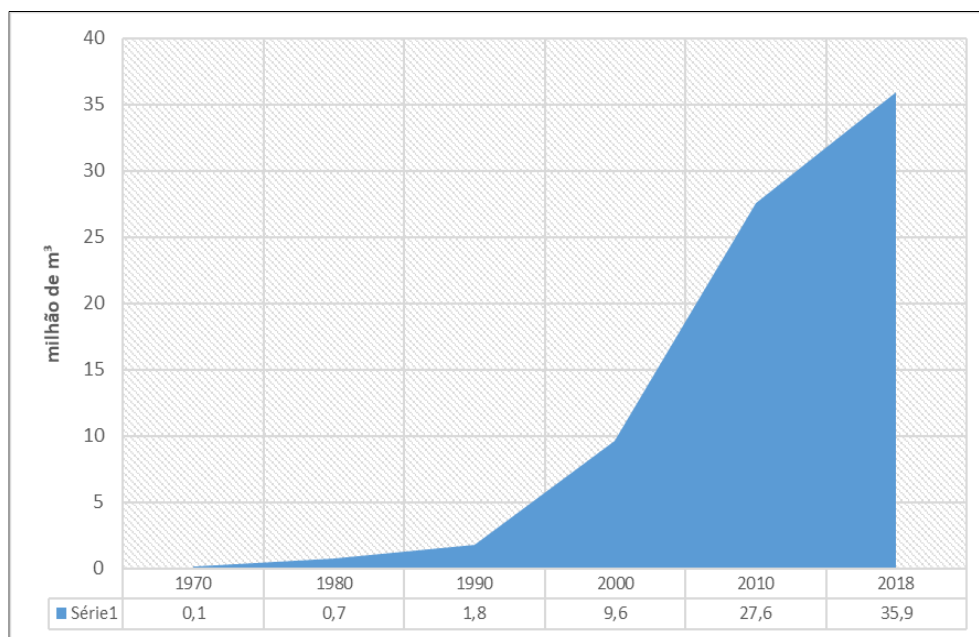
Também é importante considerar que, apesar de os segmentos da cadeia produtiva de gás natural terem grande inter-relação entre si, eles são caracterizados pela sua independência e regulação distintas, sendo que o setor de transporte de gás natural conta com características de fortes barreiras à entrada de novos agentes.

Com as mudanças legislativas ocorridas no Brasil, o país passou a adotar o gás natural como um importante energético na sua matriz, seja na produção de eletricidade, seja na sua utilização no parque industrial e nos segmentos residencial e comercial.

Até os anos de 1980, o consumo do energético era praticamente incipiente, mas, a partir de 1983, foram descobertos campos de petróleo e de gás natural no Recôncavo Baiano, e, em 1985, iniciou-se a produção na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Essa última descoberta favoreceu o uso do energético no Brasil, dada a maior proximidade dos grandes centros consumidores brasileiros.

Posteriormente, por conta dos ajustes legais realizados no país com a Constituição Federal de 1988, a qual iniciou a abertura dos setores de exploração e de produção de petróleo, assim como com a construção do Gasbol e a expansão dos gasodutos de transporte e distribuição, a oferta de gás disponível aumentou significativamente aos consumidores, ganhando um novo incremento com a descoberta dos campos de petróleo e de gás natural no Pré-Sal, em 2006, o que trouxe uma importante evolução da oferta e do consumo de gás natural no Brasil, conforme demonstra o Gráfico 8, a seguir.

Gráfico 8 - Evolução do consumo de gás natural no Brasil (1970-2018).



Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da *BP Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2018* (BP, 2019a, *passim*).

Desse modo, as transformações ocorridas na indústria do gás natural ao longo das últimas décadas trouxeram repercussões positivas para o mercado de energia, pois abriram oportunidades de investimentos para novos agentes, viabilizaram a realização de investimentos de empresas privadas no país, introduziram a competição em segmentos como comercialização e produção, bem como alteraram o perfil da matriz energética brasileira, que passou a ver, no gás natural, um importante energético (BRASIL, 2001a, p. 5).

Nesse novo cenário, restava ao país regulamentar esse importante energético.

## 6.2 A Lei do Gás e a regulação da atividade de transporte no Brasil

Em 2009, o Governo brasileiro estabeleceu o marco legal para o gás natural, por meio da publicação da Lei Federal n.º 11.909, de 4 de março de 2009 (BRASIL, 2009c), conhecida como Lei do Gás, que dispõe sobre as atividades relacionadas ao transporte de gás natural, assim como acerca das atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do referido energético.

A criação do marco legal ocorreu com o intuito de dar um tratamento específico ao setor de gás natural, uma vez que a Lei do Petróleo, que até então regulamentava os dois setores, dava tratamento ao energético como derivado do petróleo e não abordava questões técnicas atinentes ao setor, tornando-se necessário criar uma lei específica para o gás natural.

Com a publicação da Lei do Gás, previu-se que a atividade de transporte de gás natural seria exercida por sociedade ou consórcio constituído sob as regras da legislação brasileira, com sede e administração no país, por meio de concessão, precedida de licitação ou autorização. O regime de autorização somente é aplicável aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, como é o caso do Gasbol, enquanto o regime de concessão vale para os demais gasodutos de interesse geral<sup>111</sup>.

Convém mencionar que o marco legal do gás previu como atribuições do Ministério de Minas e Energia definir as regras das concessões e autorizações, realizar o planejamento da expansão da malha dutoviária dos gasodutos de transporte de gás natural e estabelecer as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte (artigo 4.º, incisos I, II e III). Já à ANP é prevista uma série de competências relacionadas aos serviços de transporte de gás natural, dentre as quais se destacam:

- (i) autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, transporte, estocagem e acondicionamento de gás natural;
- (ii) especificar a qualidade do petróleo, do gás natural e dos seus derivados;
- (iii) promover o processo de licitação para concessão da atividade de transporte de gás natural (artigo 12, *caput*);
- (iv) celebrar os contratos de concessão dos gasodutos de transporte (artigo 12, § 1.º);
- (v) estabelecer as tarifas de transporte de gás natural aplicáveis aos carregadores<sup>112</sup> que se utilizam dos gasodutos concedidos (artigo 12, § 2.º); e
- (vi) disciplinar o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, assim como a cessão de capacidade de transporte (artigo 35) (BRASIL, 2009c).

O ato legal em comento estabelece, ainda, que a outorga de autorização ou a licitação para concessão da atividade de transporte que contemple a ampliação de gasodutos será precedida de Chamada Pública<sup>113</sup> para a contratação de capacidade de transporte, sendo que a sua realização se dará sob a incumbência da ANP (BRASIL, 2009c).

Outra novidade trazida pela Lei do Gás foi a conceituação dada às figuras de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre (artigo 2.º, incisos XXXII, XXXIII e XXXI,

<sup>111</sup> Artigo 3.º da Lei Federal n.º 11.909/2009 (BRASIL, 2009c).

<sup>112</sup> A legislação definiu a figura do carregador como sendo o “agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP” (artigo 2.º, inciso V, da Lei Federal n.º 11.909/2009) (BRASIL, 2009c).

<sup>113</sup> De acordo com a Lei do Gás, Chamada Pública é conceituada como “o procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados” (artigo 2.º, inciso VII) (BRASIL, 2009c).

respectivamente). Autoprodutor foi definido como sendo o “agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais”. Já o autoimportador foi conceituado como o “agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais”. Por fim, o consumidor livre foi previsto como sendo o “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador” (BRASIL, 2009c).

Especificamente ao setor de transporte de gás natural, o diploma legal em destaque trouxe importantes inovações, ao criar condições para o seu desenvolvimento, desvinculando-o de outras atividades da cadeia produtiva de gás natural. Nesse sentido, estabeleceu o regime de concessão para a construção de novos gasodutos, o livre acesso de terceiros aos gasodutos de transporte (carregadores e consumidores livres), a atribuição do MME para a definição de novos gasodutos e o controle e a fiscalização da atuação dos agentes econômicos pela ANP.

Adicionalmente, a Lei do Gás trouxe o balizamento legal necessário para atrair novos investimentos ao setor, contribuindo com a expansão da infraestrutura de seu transporte, que, atualmente, possui a extensão de 9.409 km, com três Terminais de Regaseificação de GNL<sup>114</sup>, assim como colaborando para o incremento da produção e da demanda do energético.

Não obstante isso, o marco legal do gás, após 20 anos de sua publicação, foi objeto de severas críticas por diversos agentes do setor, uma vez que o mercado brasileiro demonstrou um baixo nível de maturidade, pois: (i) a Petrobras permaneceu como monopolista da cadeia produtiva de gás natural; (ii) os gasodutos de transporte de gás natural tiveram investimentos aquém do necessário nos últimos dez anos; (iii) o mercado encontrou dificuldades para ampliar a concorrência setorial; (iv) os preços praticados de gás natural são um dos mais altos do mundo; e (v) o acesso aos gasodutos pela Petrobras é pouco transparente e de difícil acesso<sup>115</sup>.

Nesse cenário, o Governo Federal identificou a premente necessidade de se realizar aprimoramentos no marco legal do gás, de forma a viabilizar a almejada abertura setorial.

<sup>114</sup> Dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2018f, p. 164).

<sup>115</sup> A ANP regulamentou o uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte de gás natural, por meio da Resolução n.º 35, de 13 de novembro de 2012, a qual, em seu artigo 3.º, determina que “O Transportador atenderá, de forma não discriminatória, Terceiros Interessados em Capacidade Disponível, Capacidade Disponível Operacional e Capacidade Contratada Ociosa [...]” (BRASIL, 2012). Apesar da disposição regulatória, conforme será abordado no próximo capítulo, a Petrobras, até o presente momento, não firmou nenhum contrato com empresas terceiras interessadas em acessar os gasodutos das empresas transportadoras pertencentes ao seu grupo.



### 6.3 A participação monopolista da Petrobras no setor produtivo e os problemas concorrenciais

Em um Brasil em que a atuação do Estado Provedor foi predominante durante mais de duas décadas, as entidades públicas vinculadas diretamente à produção de petróleo e de gás natural revelaram-se demasiadamente poderosas, o que tornou mais difícil a ação das Agências Reguladoras responsáveis pelo controle e pela fiscalização das mencionadas atividades, uma vez que a capacitação técnica centralizava-se nas empresas estatais, sendo que a sua atuação durante todo esse período, na prática, concentrava os procedimentos e as atribuições de poder regulador (SUSLICK *et al.*, 2001, p. 34-35).

Foi exatamente nesse cenário em que as primeiras décadas de desenvolvimento do setor de gás natural se desenvolveram, mediante uma atuação dominante e monopolista da empresa estatal em todos os segmentos da cadeia produtiva de gás natural (exploração, produção, escoamento, tratamento, processamento, transporte e distribuição), aproveitando as características da indústria de rede<sup>116</sup>, as quais favoreceram o surgimento de monopólios naturais no país, com uma estrutura baseada na integração vertical dos prestadores de serviços.

Isso pode ser notado com o controle da Petrobras na maioria das reservas de gás natural no país, sendo responsável por mais de 70% da produção nacional do energético. Em outubro de 2019, a estatal produziu 94,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representou 72% da produção nacional total<sup>117</sup>.

Na oferta de gás natural, a Petrobras é praticamente a única supridora do energético no país, pois, a despeito de existirem outras empresas no segmento, há uma preferência dos produtores de ofertarem o GN para a estatal, já que ela é detentora de praticamente toda a infraestrutura de processamento do energético – Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

Na importação de gás natural, o segmento é praticamente monopolizado pela Petrobras, responsável por trazer 100% do GN de origem boliviana, que representou 20,8% do gás natural consumido no país em outubro de 2019. Ademais, a estatal é detentora dos três Terminais de GNL do Brasil (Rio de Janeiro, Ceará e Bahia), respondendo pela totalidade do

---

<sup>116</sup> Como acentuado por Giovani Ribeiro Loss (2007, p. 145), o transporte do gás natural se faz por meio de rede de gasodutos construída para tal finalidade, inserindo a indústria do gás no conceito de indústria de rede, caracterizada pela regulação estatal mais intensa, em vista da necessidade de se atrair investimentos e regular o acesso à infraestrutura de rede.

<sup>117</sup> De acordo com os dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, elaborado pelo MME, em outubro de 2019 (BRASIL, 2019i, p. 6).

GNL importado no país, que representou 11,2% do energético consumido nacionalmente em 2019<sup>118</sup>.

Cumprе lembrar que as UPGNs, os gasodutos de importação e os Terminais de GNL são considerados *essential facilities*, dada a sua indispensabilidade para o desenvolvimento do mercado. Por esse motivo, a monopolização dessas infraestruturas prejudica sobremaneira o desenvolvimento da concorrência nesses setores.

Quanto ao transporte de gás natural, o país conta, atualmente, como já salientado, com 9.409 km de malha dutoviária, sendo que cinco empresas são detentoras dos gasodutos brasileiros: Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB), GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM) e Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS). Dentre essas transportadoras, a Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias, possui participações societárias em todas elas, exceto na GasOcidente, consoante é possível observar no Quadro 2, abaixo.

Quadro 2 - Participação acionária da Petrobras nos transportadores de gás natural.

TRANSPORTADORA	PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA	PERCENTUAL
<b>Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)</b>	Petrobras Logística de Gás S.A.	51%
	BBPP Holdings Ltda.	29%
	YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda.	12%
	GTB-TBG Holdings S.À.R.L.	8%
<b>Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)*</b>	Engie Brasil Energia	58,50%
	CDPQ - Caisse de Dépôt et Placement du Québec	31,50%
	Petrobras Logística de Gás S.A.	10%
<b>Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)</b>	Petrobras Logística de Gás S.A.	25%
	Ipiranga Produtos de Petróleo S.A.	25%
	Repsol Exploração Brasil Ltda.	25%
	Total Gas and Power Brazil	25%
<b>GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM)**</b>	Prisma Energy International	50%
	Shell Gas Latin America B.V.	50%
<b>Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)***</b>	Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	82,35%
	Itaúsa - Investimentos Itaú S.A.	7,65%
	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	10%

Fonte: Adaptado do Relatório Técnico “Gás para Crescer”, do MME (BRASIL, 2016d, p. 12), com as atualizações constantes dos *sites* das respectivas empresas (até março de 2020).

Notas: (\*) Em 8 de abril de 2019, a Petrobras alienou 90% das ações da TAG.

(\*\*) Informação obtida no Diário Oficial de Cuiabá. Acesso em: 20 jan. 2020.

(\*\*\*) Em 4 de abril de 2017, a Petrobras vendeu 90% de participação na NTS.

<sup>118</sup> Segundo o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, elaborado pelo MME, em outubro de 2019 (BRASIL, 2019i, p. 4).

É relevante considerar que, nos termos do artigo 58<sup>119</sup> da Lei do Gás, o acesso ao gasoduto de transporte e aos Terminais marítimos de GNL deve ser assegurado a qualquer empresa interessada, mediante remuneração adequada ao titular da infraestrutura. O direito de acesso aos gasodutos de transporte foi regulamentado pela ANP, com a publicação da Portaria n.º 170, de 26 de novembro de 1998 (BRASIL, 1998). No entanto, apesar da previsão legal e regulamentar, não é incomum a criação de obstáculos pela transportadora para dar acesso aos gasodutos a terceiros interessados. Por esse motivo, alguns casos foram levados a conhecimento da Agência Reguladora para intervir e solucionar o problema existente.

Nesse sentido, em 2000, a empresa Enersil solicitou acesso ao gasoduto de transporte à TBG, empresa controlada majoritariamente pela Petrobras, sendo que, após receber a negativa de acesso, a empresa requerente solicitou a intermediação da ANP. A Agência, após constatar capacidade ociosa no gasoduto, deferiu o pedido da Enersil. Caso semelhante ocorreu no segundo semestre de 2000, com a *British Gas* (BG), que também recebeu a negativa de acesso ao Gasbol pela TBG, somente conseguindo acessar o gasoduto após a ANP intervir e deferir o seu pedido.

Ambos os casos citados corroboram o poder de mercado que a empresa controladora do transporte de gasodutos (Petrobras) possui, principalmente por criar entraves para que a concorrência não possa acessar os gasodutos. Vale lembrar que, no atual cenário, não existem incentivos para que a detentora dos gasodutos dê acesso às suas infraestruturas de maneira não discriminatória a outros agentes econômicos, pois existe o *trade off* entre fornecer o acesso aos seus concorrentes e aumentar as receitas das suas transportadoras, com a maximização do uso de seus gasodutos, e diminuir a receita da sua empresa produtora de gás natural, em função da entrada de novos agentes no setor (CAMACHO, 2005, p. 77).

Exatamente por ainda persistir a atuação dominante e monopolista da Petrobras em todos os segmentos da cadeia produtiva, existe a necessidade de se implementar ajustes legais e regulatórios no mercado, de modo a separar as empresas verticalmente integradas, para assegurar um tratamento transparente e isonômico entre os agentes econômicos. Assim, uma regulamentação clara e eficiente, somada a uma atuação técnica da Agência Reguladora no

---

<sup>119</sup> “Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável. § 1.º. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. [...] § 3.º. A receita referida no *caput* deste artigo deverá ser destinada a quem efetivamente estiver suportando o custo da capacidade de movimentação de gás natural.” (BRASIL, 2009c).

controle e na fiscalização dos agentes econômicos, é preponderante para tornar o setor mais aberto e competitivo.

Com efeito, importa ainda sublinhar que o referido domínio da Petrobras no setor já foi maior, uma vez que, a partir de 2017, como será visto em detalhes nas próximas subseções, a estatal brasileira anunciou publicamente o desinvestimento da companhia na indústria de gás natural, que passa pela venda de ativos na área de transporte, conforme verificado na venda de 90% das ações da NTS em 2017 e na venda de 90% das ações da TAG em 2019, com o intuito de desverticalizar a sua atuação no setor. Contudo, não obstante possuir apenas 10% de participação acionária na NTS e na TAG, ainda tem o direito de nomear dois dos dez membros dos Conselhos de Administração das respectivas empresas e mantém contratos com elas, os quais asseguram o direito de uso exclusivo dos gasodutos por ela vendidos<sup>120</sup>, demonstrando que ainda possui o controle expressivo do segmento.

Além disso, a Petrobras ainda possui relevante controle na distribuição de gás natural, visto que controla 19 das 27 distribuidoras de gás natural no país, e, em 2019, da demanda total pelo energético das distribuidoras, as empresas controladas pela estatal responderam por, aproximadamente, 60,3%<sup>121</sup> do total de GN demandado no país.

No mais, a estatal brasileira ainda é a maior consumidora de gás natural no Brasil, pois é o sexto maior produtor de energia elétrica no país, responsável pelo consumo de termelétricas (26% da oferta total de gás natural em 2015), além de consumir gás natural em suas Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFENs) e Refinarias, nas figuras de autoprodutor e autoimportador, atingindo, em 2015, 39,8% do total de GN consumido no país<sup>122</sup>.

Por todo o exposto, demonstra-se a existência da forte integração, tanto vertical quanto horizontal, da empresa estatal na cadeia produtiva de gás natural, consoante é possível visualizar na Figura 8, a seguir.

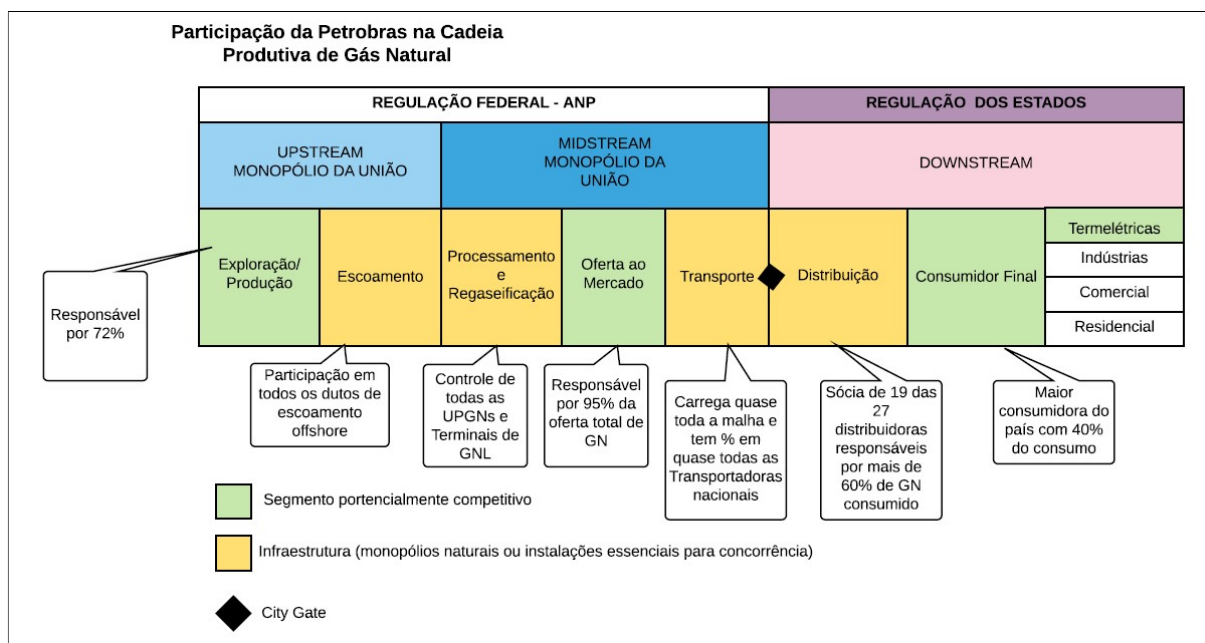
---

<sup>120</sup> Informações extraídas da Nota Conjunta do Comitê Interministerial de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, de 8 de julho de 2019 (BRASIL, 2019f, p. 6). O Comitê foi instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 24 de junho de 2019.

<sup>121</sup> Cálculo feito com base nos dados de demanda de gás natural das distribuidoras publicados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, elaborado pelo MME, em outubro de 2019 (BRASIL, 2019i, p. 15).

<sup>122</sup> Segundo os dados do Relatório Técnico “Gás para Crescer”, publicado pelo MME, em outubro de 2016 (BRASIL, 2016d, p. 12-14).

Figura 8 - Concentrações vertical e horizontal da Petrobras na cadeia produtiva de gás natural no Brasil.



Fonte: Elaborada pelo autor, com base nos dados do Relatório Técnico “Gás para Crescer”, publicado pelo MME, em outubro de 2016 (BRASIL, 2016d, *passim*), e do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, também elaborado pelo MME, em outubro de 2019 (BRASIL, 2019i, *passim*).

É conveniente lembrar que a estrutura de um mercado competitivo, caracterizado pela existência de numerosas empresas concorrendo entre si, é aquela que proporciona a melhor alocação de recursos, qualquer que seja a mercadoria fornecida. No caso dos ativos fixos de consumo coletivo, como é o caso do transporte de gás natural, em razão da sua particular estrutura de custo, na qual os investimentos iniciais são elevados e o custo marginal decrescente, a presença de uma só empresa justifica-se por razões estritamente econômicas. Como não existem concorrentes e o consumidor não pode substituir a mercadoria comprada por outra, o poder de fixação de preço do fornecedor do serviço é extremamente elevado, sendo muito provável que ele abuse dessa situação em prejuízo de todos (BRASIL, 2001a, p. 16).

Por essas razões, diante da existência de falhas de mercado e de uma forte verticalização do setor nas mãos de um mesmo grupo econômico, o Governo Federal, em conjunto com representantes do MME, da ANP, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e da EPE, pretende implementar ajustes no arcabouço normativo do setor, de forma a reduzir a participação da Petrobras na cadeia produtiva de gás natural, visando a aumentar a competição e o número de agentes no setor, ampliando o seu dinamismo, para favorecer o surgimento de um ambiente favorável à atração de novos investimentos.

### *6.3.1 O abuso da posição dominante da Petrobras e o TCC firmado com o CADE*

Como anteriormente exposto, a Petrobras é uma empresa dotada de capilaridade em praticamente todos os segmentos da cadeia produtiva de gás natural. Por esse motivo, em algumas oportunidades, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE)<sup>123</sup> foi notificado a investigar condutas tidas como anticompetitivas pela Petrobras, ao supostamente abusar de sua posição dominante e realizar práticas discriminatórias e anticoncorrenciais em relação a outros agentes econômicos.

Isso foi o que ocorreu em 11 de novembro de 2015, momento em que foi aberto, no CADE, um Processo Administrativo<sup>124</sup>, com o intuito de investigar alegada prática de conduta de abuso de posição dominante da Petrobras, por supostamente ter oferecido condições comerciais mais vantajosas e discriminatórias à distribuidora de gás natural Gas Brasileiro Distribuidora S.A. (GBD), empresa verticalmente integrada ao seu grupo econômico.

De igual forma, em 15 de junho de 2016, o CADE instaurou Inquérito Administrativo<sup>125</sup>, a partir de representação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), em face da Petrobras, para investigar condutas tidas como abusivas da companhia estatal relacionadas à alegada aplicação de política comercial discriminatória e pouco transparente no modelo de precificação do mercado de gás natural brasileiro.

Outrossim, em 23 de maio de 2018, por meio do Despacho Decisório n.º 120/2018, do Gabinete da Presidência do CADE, o Conselho decidiu instaurar Inquérito Administrativo<sup>126</sup> para investigar a atuação da Petrobras no fornecimento de gás natural no setor de energia como um todo, apurando eventuais abusos relacionados à discriminação injustificada e à imposição de dificuldade à criação e ao funcionamento de concorrentes e clientes.

Assim, levando em conta as investigações e os Processos Administrativos instaurados no CADE para a avaliação de suposto abuso de posição dominante da Petrobras, bem como a intenção declarada da estatal em reduzir e otimizar a sua participação no mercado de gás natural, o CADE e a Petrobras firmaram, em 8 de julho de 2019, um Termo de Compromisso

---

<sup>123</sup> O CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica – é uma autarquia em regime especial com jurisdição em todo o território nacional, com a responsabilidade de zelar pela livre concorrência no mercado, no âmbito do Poder Executivo, assim como de investigar e decidir sobre matérias relacionadas ao Direito Concorrencial, com o fim de fomentar e disseminar a cultura da livre concorrência. O CADE foi criado em 1962, mas somente com a publicação da Lei Federal n.º 12.529, de 30 de novembro de 2011 (BRASIL, 2011b), passou a instruir processos administrativos de apuração de infrações econômicas e Atos de Concentração.

<sup>124</sup> Processo Administrativo n.º 08700.002600/2014-30.

<sup>125</sup> Inquérito Administrativo n.º 08700.007130/2015-82.

<sup>126</sup> Inquérito Administrativo n.º 08700.003335/2018-31.

de Cessação de Prática (TCC), com o intuito de dar maior liquidez, garantir a transparência e tornar o mercado mais aberto e isonômico. Ademais, o TCC buscou impedir a ocorrência futura dos mesmos fatos investigados pelo Conselho e estimular a concorrência no setor. Desse modo, a empresa pública estatal se comprometeu, perante o Conselho, a colocar em processo de alienação:

- (i) as suas participações societárias remanescentes na NTS e na TAG (10% das ações);
- (ii) a sua participação societária na TBG, após a definição da sua receita com a conclusão da Chamada Pública para a contratação de capacidade disponível; e
- (iii) a sua participação acionária nas companhias distribuidoras, seja alienando as suas ações na própria Gaspetro<sup>127</sup>, seja buscando a alienação da participação da Gaspetro nas companhias distribuidoras.

Além disso, foi definido, no TCC, especificamente na cláusula 2.1.2, o prazo de até seis meses da sua assinatura, para que as empresas NTS, TAG e TBG indicassem os Conselheiros de Administração que se enquadravam no conceito de conselheiros independentes, nos termos das regras definidas pelo Novo Mercado de Gás Natural brasileiro. Essa regra tem o objetivo de assegurar a independência funcional das empresas transportadoras com relação à Petrobras.

No mais, o TCC inclui, na cláusula 2.2, o compromisso de indicar, nos sistemas de transporte da NTS e da TAG, quais os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada distribuidora local e consumos próprios, perante a ANP e os referidos transportadores, eliminando as flexibilidades e o congestionamento contratual atualmente existentes.

As medidas previstas no TCC reforçam a intenção do Governo Federal de realizar a abertura do mercado de gás natural, constituindo um passo simbólico e essencial para a sua realização, sobretudo por buscar implementar a desverticalização da cadeia produtiva do energético. Os primeiros passos dados nessa direção já puderam ser sentidos com a redução de sua participação nas ações das transportadoras TAG e NTS, bem como no compromisso assumido em alienar todas as ações ainda remanescentes nas três empresas transportadoras (TBG, NTS e TAG) e nas suas distribuidoras de gás natural até 31 de dezembro de 2021<sup>128</sup>.

---

<sup>127</sup> A Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) é uma empresa do grupo Petrobras constituída em 1998, com o objetivo de desenvolver as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuição de gás natural.

<sup>128</sup> Para reforçar os termos definidos no TCC, quanto à necessária alienação de ativos da Petrobras para abrir o mercado para a concorrência setorial, o Supremo Tribunal Federal (STF), em 7 de junho de 2019, julgou a Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) n.º 5.624, e decidiu, por maioria de votos, liberar a alienação do controle de subsidiárias e empresas controladas por empresas públicas e sociedades de economia mista, sem

Inobstante isso, para que o crescimento do setor ocorra e a sua abertura seja benéfica, é imprescindível que esse período de transição seja bem delineado e discutido entre os agentes, de forma a viabilizar, por meio de um arcabouço legal claro e bem definido, a implementação das medidas contidas no TCC, em prol da concorrência e de menores preços do gás natural nacional.

#### **6.4 O “Gás para Crescer” e as propostas de desverticalização do setor de transporte de gás natural**

Historicamente, a atividade de transporte de gás natural no Brasil esteve concentrada nas mãos do mesmo grupo econômico. Assim, considerando que a concorrência setorial é fortemente abalada pela concentração das atividades, o Governo Federal entendeu que seriam necessários ajustes no arcabouço legal e regulatório do gás natural, para estimular a entrada de novos agentes econômicos, bem como para incrementar a concorrência setorial.

A indicação que foi dada nesse sentido ocorreu em 2015, com a manifestação pública da Petrobras, diante da sua maior crise financeira, de iniciar o processo de desinvestimento de alguns ativos do setor de gás natural, reduzir a sua participação no mercado e se capitalizar para realizar os necessários investimentos na exploração dos campos do Pré-Sal. Frente a esse novo cenário, o Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, publicou a Consulta Pública n.º 20/2016, também conhecida como “Gás para Crescer” (BRASIL, 2016c).

De acordo com o MME, a publicação da mencionada Consulta Pública buscou “propor medidas concretas de aprimoramento das normas do setor, tendo em vista que o estágio da indústria de gás natural encontrava-se com um baixo grau de maturidade e dinamismo, assim como um alto grau de concentração da Petrobras”. Além disso, “a empresa estatal apresentou sinais ao governo brasileiro do interesse em reduzir sua participação no setor, por meio de desinvestimentos na cadeia de gás natural e energia elétrica” (BRASIL, 2016d, p. 14).

Para que a almejada abertura e desverticalização do setor ocorresse, o Governo Federal realizou discussões com especialistas, representantes das empresas setoriais, agentes do setor e autoridades, com o intuito de apresentar propostas de melhorias das normas setoriais. Assim, foram constituídas oito frentes de trabalho (Subcomitês), coordenadas pelo MME, pela ANP e pela EPE, que abordaram os seguintes temas:

---

que seja necessária a realização de prévia licitação e autorização legislativa (BRASIL, 2019j). Com essa decisão, as alienações da Petrobras poderão se realizar sem licitação, respeitando a exigência de competitividade, o que é fundamental para dar segurança jurídica ao plano de desinvestimento da Petrobras.



1. Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL (Subcomitê SC1);
2. Transporte e Estocagem (Subcomitê SC2);
3. Distribuição de Gás Natural (Subcomitê SC3);
4. Comercialização de Gás Natural (Subcomitê SC4);
5. Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária (Subcomitê SC5);
6. Gás Natural Matéria-Prima (Subcomitê SC6);
7. Aproveitamento do Gás Natural da União (Subcomitê SC7); e
8. Integração entre Gás Natural e Energia Elétrica (Subcomitê SC8).

Dentre os objetivos traçados pelo “Gás para Crescer”, apontou-se a necessidade de se apresentar propostas de abertura do mercado, com a sua desverticalização, muito inspirada no modelo de *unbundling* adotado no mercado europeu. No caso específico do transporte de gás natural, a motivação central para se realizar o seu *unbundling* é que as companhias detentoras dos gasodutos tendem a efetuar uma restrição da competição do mercado retalhista de gás natural. Portanto, a liberalização setorial eliminaria essa distorção e facilitaria a entrada de novas empresas no mercado grossista (CAMACHO, 2005, p. 20).

Dessa forma, considerando a necessidade de se apresentar medidas concretas de abertura do mercado, entendeu-se como imperativo realizar o aprimoramento do arcabouço normativo do setor, e, assim, o Subcomitê SC2, responsável por apresentar propostas de melhorias para o segmento de transporte e estocagem de GN, adotou as seguintes premissas a serem cumpridas para o desenvolvimento e a implementação da desverticalização do transporte de gás natural:

- (i) promoção da independência comercial e operacional dos transportadores;
- (ii) reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, de produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, de transporte e distribuição;
- (iii) implantação do modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN);
- (iv) avaliação da implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte;
- (v) reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho do novo mercado de gás natural;
- (vi) revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico; e

(vii) estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural.

Desse modo, atendendo às diretrizes anteriormente mencionadas de aperfeiçoamento da regulação do transporte de gás natural, uma das propostas apresentadas foi a de criar um Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), uma vez que, atualmente, não há uma integração dos gasodutos brasileiros, que são considerados como um conjunto de gasodutos isolados que se interconectam entre si. Não há, portanto, uma operação integrada do sistema, a qual consiga, de forma transparente, visualizar e divulgar as capacidades ociosas de cada gasoduto. Dessa maneira, o “Gás para Crescer”, por meio do Subcomitê SC2, propôs a criação do STGN, sendo que as operadoras dos gasodutos elegeriam uma das empresas para coordenar o sistema, a qual seria responsável por cumprir com as seguintes atribuições:

- (i) integrar as malhas de transporte e gerenciá-las de maneira transparente e isonômica, divulgando as capacidades e as movimentações dos gasodutos;
- (ii) coordenar o balanceamento do sistema, incluindo a possibilidade de contratação dos serviços de estocagem e acesso aos Terminais de GNL;
- (iii) coordenar o serviço de transporte para reforçar a segurança das infraestruturas, de forma a evitar o desabastecimento do insumo aos consumidores;
- (iv) criar e coordenar o funcionamento dos *hubs* virtuais; e
- (v) auxiliar e propor o planejamento da expansão da malha dutoviária de GN no país, junto aos órgãos governamentais (BRASIL, 2017b, p. 16).

Essa alteração é crucial para o setor, pois, atualmente, os gasodutos de transporte são coordenados e operados exclusivamente pela Petrobras, única detentora das informações relacionadas à capacidade e disponibilidade dos gasodutos. Portanto, à medida que a organização, o planejamento e a coordenação dos gasodutos passarem a se realizar de maneira independente por um gestor do Sistema Integrado de Gás Natural, o acesso aos gasodutos começará a ser transparente, isonômico e imparcial às operadoras, o que dará ao segmento uma maior estabilidade, segurança e confiabilidade, além de viabilizar a concorrência setorial.

Igualmente, o SC2 propôs a alteração da modalidade de contratação de reserva de capacidade do gasoduto. Historicamente, o Brasil adotou a modalidade do tipo “Postal”, que é aquela que leva em consideração a distância percorrida pelo gás natural. Para a ANP, o contrato de transporte do tipo “Postal” concede o direito de realizar o carregamento do gás a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo em qualquer ponto de entrega da rede de transporte, sendo que os agentes podem alterar o ponto de início de carregamento (entrada) ou de retirada do gás natural (saída), sem a necessidade de assinatura de novo contrato de transporte.

Já a modalidade do tipo “Entrada e Saída”, atualmente utilizada no mercado europeu e proposta pelo “Gás para Crescer”, considera um contrato de reserva de capacidade do gasoduto com base na sua Entrada/Saída, que vincula o carregador ao local de entrada (recebimento) do gás e à retirada (saída) em um ponto definido. A contratação fica, portanto, vinculada aos locais de entrada e de saída do gás natural, fazendo-se necessário firmar um novo contrato para alterá-los. A vantagem dessa modalidade para a “Postal” é que esse tipo de contratação incentiva a diversificação da oferta; amplia a liquidez e contribui com o desenvolvimento de mercados de gás natural; estimula o desenvolvimento de *hubs* de negociação de contratos; tende a reduzir custos de transação; e auxilia na otimização da utilização das malhas de transporte existentes (BRASIL, 2017b, p. 14-15).

Com efeito, também foi apresentada proposta relevante ao transporte de GN de implementar a desverticalização dos transportadores, por meio da certificação de independência para os transportadores existentes e total para os novos operadores. Essa proposta busca implementar a separação do transporte de GN no Brasil, com inspiração nas normas europeias, como a Directiva n.º 2003/55/CE, de 23 de junho de 2003 (UNIÃO EUROPEIA, 2003b), e os Decretos-Leis portugueses n.º 30/2006 (PORTUGAL, 2006b) e n.º 140/2006 (PORTUGAL, 2006c), com a intenção de tornar o acesso às infraestruturas mais transparente e não discriminatório.

De certo modo, pode-se dizer que a separação jurídica, contábil e legal das transportadoras de gás natural no Brasil foi iniciada, pois, em abril de 2017, a Petrobras alienou 90% de sua participação acionária na NTS. Em continuidade ao processo de alienação de seus ativos, a estatal brasileira também vendeu 90% de suas ações na TAG em 2019 e se comprometeu, perante o CADE, com a assinatura do TCC, em alienar 51% da sua participação acionária na TBG, assim como o restante das suas ações na NTS e na TAG até o final de 2021. Esse é um sinal do setor quanto à gradativa implementação da desverticalização setorial no país.

Outra mudança recomendada no “Gás para Crescer” foi a de alterar o modelo de outorga de operação das redes de transporte de gás natural, que atualmente se realiza por meio de concessão de atividade pública. A recomendação dada ao Ministério de Minas de Energia é de que a outorga de operação, ampliação e construção de novos gasodutos deve se realizar por meio de autorização.

Vale destacar que as autorizações são atos precários emitidos pela Administração Pública, por prazo indeterminado, que possibilitam a realização de atividades de particulares, utilizando-se de bens públicos, por conta e risco dos primeiros, e se aplicam aos gasodutos de

transporte (COSTA; TOMÉ; MACHADO E SILVA, 2019, p. 5). Portanto, a autorização é uma modalidade mais simples e com menores obrigações legais aos agentes econômicos do que a concessão, as quais, contudo, não os desoneram da necessidade de previamente participarem de concurso público organizado pela ANP, a fim de que a Administração Pública autorize as empresas licitantes a prestarem o serviço público.

Dessa forma, as propostas de revisão do marco legal e infralegal do gás natural brasileiro pretendem trazer sensíveis avanços ao setor de transporte, reforçando a necessidade de desverticalizá-lo e de existir uma coordenação independente e transparente do STGN, de modo a atrair novos investimentos, criando um ambiente adequado para a comercialização do energético.

Assim sendo, foram apresentadas propostas de alteração à Lei Federal n.º 11.909, de 4 de março de 2009 (BRASIL, 2009c), e ao Decreto-Federal n.º 7.382/2010 (BRASIL, 2010), que a regulamenta, bem como aos regulamentos infralegais da ANP, a fim de garantir maior liquidez, competitividade e transparência ao setor, nos termos das melhores práticas regulatórias internacionais.

## **6.5 O Novo Mercado de Gás e as propostas de separação do transporte de gás natural**

Desde o término dos trabalhos do “Gás para Crescer”, em meados de 2017, o mercado de gás natural está bastante movimentado no país, pois o Governo Federal tem demonstrado grande interesse em desenvolver o setor, por meio de um acirramento da competitividade setorial e do estímulo a ganhos de eficiência e qualidade nos serviços prestados. Nesse sentido, em 2019, foi lançado o programa “Novo Mercado de Gás” (NMG).

O NMG é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e foi desenvolvido em conjunto com o Ministério da Economia, a ANP, a EPE e o CADE, com o fim de promover a concorrência, atrair investimentos internos e externos e reduzir os preços praticados ao consumidor final, por meio de uma nova estrutura jurídica e da desverticalização setorial.

Para monitorar a implementação das ações visando a cumprir os objetivos do NMG, criou-se o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil (CT-GN), por meio da Resolução CNPE n.º 10, de 14 de dezembro de 2016 (BRASIL, 2016b). O CT-GN foi responsável por aprovar a Resolução CNPE n.º 16, de 24 de junho de 2019 (BRASIL, 2019g), que estabeleceu as diretrizes para a liberalização do mercado de gás natural brasileiro, com base em quatro pilares: (i) promoção da concorrência; (ii) integração

do gás natural com os setores elétrico e industrial; (iii) harmonização das regulações estaduais e federal; e (iv) remoção das barreiras tributárias.

Especificamente com relação ao transporte de gás natural, a Resolução n.º 16/2019 propôs, no seu artigo 2.º, diretrizes ao mercado, para alcançar a almejada reestruturação setorial, dentre as quais cabe destacar:

- (i) criar condições para a ampliação do acesso e o aumento da eficiência na operação e na utilização das infraestruturas (artigo 2.º, inciso I);
- (ii) promover a independência dos transportadores, eliminando conflitos de interesse e promovendo e garantindo que os serviços sejam ofertados de forma ampla e não discriminatória (artigo 2.º, inciso II);
- (iii) promover a transparência e o estabelecimento de regras claras para o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural e aos Terminais de GNL (artigo 2.º, inciso IV);
- (iv) promover a transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para o atendimento ao mercado cativo (artigo 2.º, inciso V); e
- (v) implantar programas para a liberação progressiva de gás natural por parte de agente da indústria que detiver participação relevante que possa resultar na dominação de mercado, bem como incentivar os demais produtores a comercializarem o gás no mercado (artigo 2.º, inciso VI) (BRASIL, 2019g).

Estabelecidas as diretrizes ao mercado, o Governo Federal, ao criar o NMG, traçou os seguintes objetivos:

- (i) melhorar o aproveitamento do gás do Pré-Sal;
- (ii) ampliar a realização de investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de GN;
- (iii) aumentar a competição da geração termelétrica a gás no país; e
- (iv) retomar a competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros<sup>129</sup>.

Assim, diante desses objetivos, o Governo brasileiro passou a implementar mudanças legais e infralegais para permitir a diversificação, a desconcentração, a desverticalização e o livre acesso ao transporte e ao armazenamento de gás natural.

---

<sup>129</sup> De acordo com informações do Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2020).

Tendo em vista a dificuldade e a falta de celeridade de tramitação do Projeto de Lei n.º 6.407/2013 (BRASIL, 2013)<sup>130</sup> no Congresso Nacional, que visa a realizar os ajustes no arcabouço legal do gás (Lei Federal n.º 11.909/2009), a ANP passou a implementar ajustes regulatórios para atender às diretrizes de abertura do mercado de gás natural.

Nesse contexto, a ANP realizou Consultas Públicas, com o intuito de coletar contribuições, dados e informações da sociedade e de atores econômicos, em face de suas propostas de alteração às suas regulamentações. Uma das consultas efetuadas foi a Tomada Pública de Contribuições n.º 6/2018, que buscou contribuições e informações acerca da promoção da concorrência e da desverticalização na indústria do gás natural, assim como sobre o aumento da oferta de gás natural no mercado. Na mencionada Tomada Pública, buscou-se avaliar os seguintes temas:

- 1 - aplicação dos modelos de independência (separação completa de propriedade [OU], transportador independente [ITO] e operador independente de sistema [ISO]) a todos os transportadores no Brasil;
- 2 - regras e diretrizes para a formalização do acesso a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e Terminais de regaseificação de GNL no caso em que as partes interessadas entram em acordo, assim como os procedimentos de conciliação e arbitramento pela ANP em caso de impasse entre as partes interessadas;
- 3 - medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas, a fim de atender ao mercado cativo de gás natural, de forma a criar incentivos para a não ocorrência de *self-dealing* entre supridores e distribuidoras locais de gás canalizado;
- 4 - “Pacto Nacional” entre a União e os Estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural, inclusive no que tange ao escopo das regras a serem abrangidas, como critérios tarifários e a separação entre as atividades de comercialização e movimentação do gás natural;
- 5 - regras a serem adotadas pela ANP, em conjunto com o CADE/MJ (Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência [/Ministério da Justiça]) e a SEFEL/MF (Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria [/Ministério da Fazenda]), acerca de um programa de liberação de gás natural (*Gas Release*) envolvendo leilões periódicos de volumes de gás (BRASIL, 2018d).

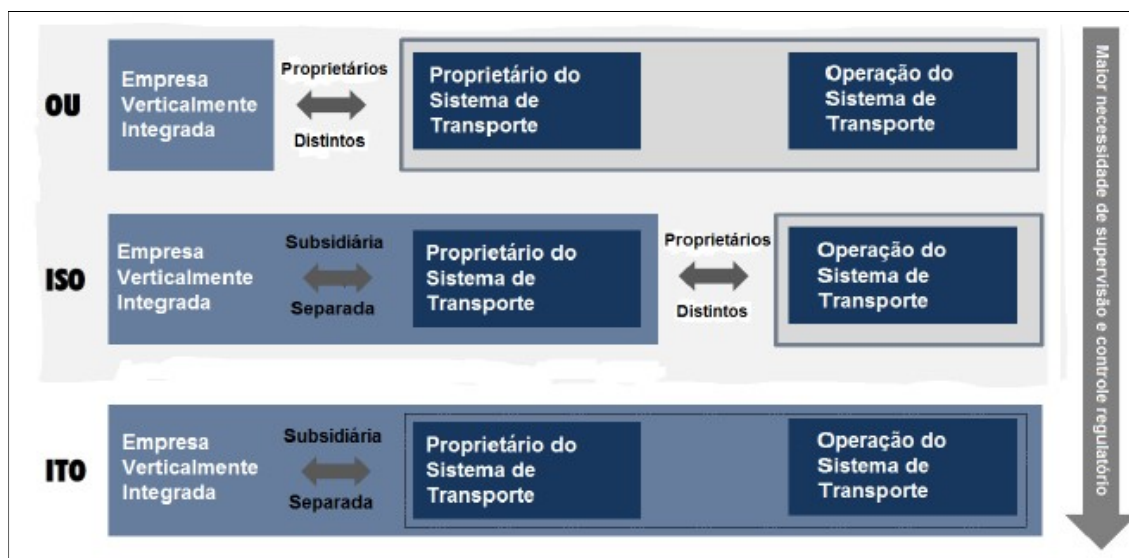
Com relação aos modelos de separação das atividades de transporte de gás natural abordados na Tomada Pública em comento, de acordo com o resultado dos trabalhos realizados no Programa “Gás para Crescer”, entendeu-se necessário estabelecer um ambiente concorrencial a montante e a jusante na cadeia produtiva de gás natural, revelando-se imprescindível separar a atividade de transporte das demais atividades de GN, para tornar independente a atuação do transportador. Assim, para realizá-lo, a ANP apresentou três

---

<sup>130</sup> O Projeto de Lei n.º 6.407/2013, que trata das propostas de alteração da Lei do Gás, tramita no Congresso Nacional desde 2013 e foi objeto de diversas modificações. Tendo em vista a demora para se obter a sua aprovação, boa parte das novidades legais foram absorvidas por regulamentações da ANP, como a implementação do modelo de tarifação de entrada e saída, a aplicação do regime de autorização para o serviço de transporte de GN e a desverticalização do transporte de gás natural.

alternativas inspiradas nos modelos adotados na União Europeia, como mostra a Figura 9, a seguir.

Figura 9 - Propostas de modelo de independência (*unbundling*) da ANP.



Fonte: ANP (BRASIL, 2018d, p. 13).

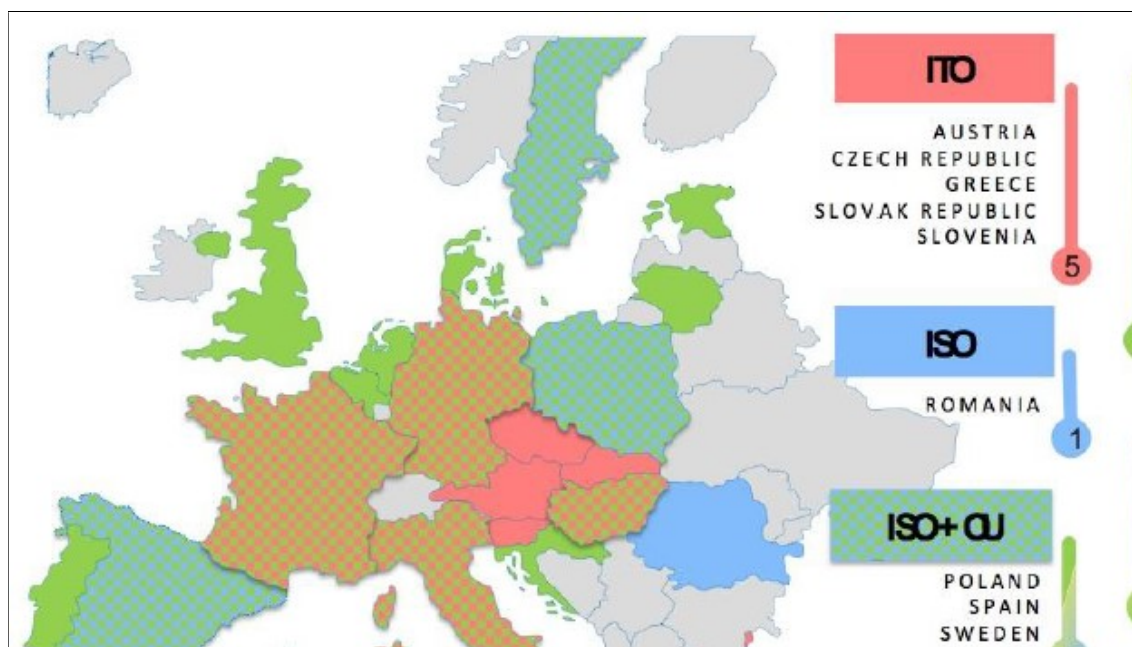
O modelo denominado OU (*Fully Ownership Unbundling*) exige a necessidade de segregar a atividade de transporte da atividade de operação do sistema, havendo, portanto, uma separação total jurídica, contábil e patrimonial entre a transportadora e a operadora do STGN. Nesse modelo, há maior independência da gestão da rede e menor risco de discriminação, o que traz vantagens comparativas com relação aos outros dois modelos, pois há uma maior garantia de que o acesso às infraestruturas será imparcial e isonômico à concorrência. Por outro lado, também traz maiores custos para a estruturação de uma nova empresa transportadora. Vale destacar que esse é o modelo de *unbundling* adotado em Portugal (BRASIL, 2018d, p. 14-15).

Já o modelo ISO (*Independent System Operator*) propõe que uma empresa verticalmente integrada, proprietária do sistema de transporte, tenha estrutura completamente separada (independente) da operação de suas atividades, o que evita qualquer tipo de conflito de interesse, dada a independência de atuação das empresas. Para essa modalidade, haveria um menor custo de separação das empresas (*unbundling*), mas a necessidade de se ter a certificação de independência da operadora do sistema de transporte, trazendo maiores dificuldades de controle e fiscalização, aumentando os custos de supervisão regulatória (BRASIL, 2018d, p. 14-15).

Por fim, o modelo ITO (*Independent Transmission Operator*) é aquele em que é mantida a propriedade dos ativos com a empresa verticalmente integrada, mas se deve garantir a independência da transportadora como organização autônoma, por meio de uma empresa transportadora legalmente separada (*legal unbundling*). É um modelo com maior necessidade de supervisão e controle, com relação ao OU e ao ISO, visto que devem ser adotadas medidas organizacionais para garantir que o transporte de gás natural esteja separado das demais atividades, assim como que a sua operação seja independente. Tendo em vista que há necessidade de maior controle e supervisão, o ITO possui um maior custo com relação aos demais modelos.

É importante enfatizar que a adoção de um ou outro modelo de separação das atividades de transporte de gás natural poderá auxiliar ou prejudicar o desenvolvimento do setor no país, pois, pela experiência europeia com a abertura do mercado de gás natural, os países que adotaram os modelos ISO ou OU, consoante evidenciado na Figura 10, tornaram-se mais líquidos, o que não ocorreu com aqueles que adotaram o ITO, por ser um modelo mais difícil de controle, transparência e liquidez.

Figura 10 - Visão geral dos modelos de independência adotados na Europa.



Fonte: ANP (BRASIL, 2018d, p. 16).

Parece evidente que o mais relevante para o Brasil é adotar um modelo de *unbundling* que possa colaborar com a transparência setorial e reforce a atuação independente do transportador com relação aos demais agentes econômicos da cadeia produtiva, como



importação, produção e comercialização, seja com a separação completa de propriedade, seja com a certificação de independência do transportador, de forma a tornar o acesso de terceiros às infraestruturas não discriminatório, isonômico e transparente, promovendo a competição setorial.

Nesse sentido, o entendimento da ANP quanto à alteração do marco regulatório é que devem ser estabelecidas obrigações aos transportadores de GN que visem a desenvolver a concorrência e o setor, além de incentivar a realização de investimentos necessários à eficiente expansão das redes, garantindo o acesso a novos entrantes de forma transparente (BRASIL, 2018d, p. 18).

Assim, após o recebimento das contribuições da Tomada Pública, a Agência Federal irá analisá-las e elas servirão de suporte para a realização dos seus estudos internos, que, ao final, poderão colaborar com a elaboração do ato normativo de suma importância para a promoção da aguardada abertura e desverticalização do setor de transporte de gás natural.

Além da referida Tomada Pública, outra importante proposta de alteração de regulamentação aplicável ao transporte de GN pela ANP se deu em 2019, com a abertura da Consulta Pública n.º 8, que buscou obter subsídios e informações acerca do Edital de Chamada Pública n.º 1/2019, que objetiva a contratação da capacidade disponível de transporte de GN do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) junto à TBG (BRASIL, 2019b). Trata-se do maior gasoduto de transporte brasileiro e foi o primeiro passo dado pela Agência Reguladora quanto à implementação do regime de entrada e saída no transporte de gás natural, medida fundamental para a entrada de novos atores no mercado.

A Consulta Pública em apreço buscou estabelecer uma metodologia para a alocação de capacidade disponível no Gasbol, de forma não discriminatória, isso porque um dos contratos do gasoduto venceu em 31 de dezembro de 2019, liberando para a contratação de carregadores de gás natural até 18,08 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos 30,08 milhões de m<sup>3</sup>/dia totais. Desse modo, ao disponibilizar capacidade de transporte no gasoduto, a Consulta Pública abriu, aos interessados, a oportunidade de contratação da capacidade disponível, seja comprando capacidade para trazer gás, seja para injetar gás no sistema de transporte (BRASIL, 2019b).

Cumprе destacar que os valores das tarifas são aplicáveis aos carregadores de gás natural habilitados junto à TBG, que, uma vez sagrados vencedores, assinarão um contrato de demanda firme ou de demanda não firme com a transportadora de gás natural (TBG), na modalidade de capacidade por entrada e saída.

De acordo com o contrato de transporte de demanda firme, o transportador se obriga a programar e transportar um volume diário de gás natural, podendo ensejar aplicação de penalidade, caso não o faça nos termos contratados. Já o contrato de demanda não firme está condicionado à ociosidade do gasoduto ao atendimento dos carregadores de demanda firme. Portanto, no caso de ausência de ociosidade, o transportador tem direito de não programar ou, em certos casos, de interromper o serviço junto ao carregador, para atender à demanda firme, sem que seja aplicável qualquer tipo de penalidade. O contrato de demanda firme é um serviço de qualidade superior, pois tem preferência com relação à demanda não firme, mais factível às oscilações e interrupções do serviço.

Em 30 de outubro de 2019, o processo de Consulta Pública foi suspenso temporariamente, em virtude de pedido do CADE, em decorrência do TCC assinado pela Petrobras, pela ANP e pela TBG, em 8 de julho de 2019, bem como em decorrência da crise política boliviana, que acarretou o pedido de renúncia, em 20 de outubro em 2019, do então presidente boliviano Evo Morales. O processo foi então retomado pela ANP, em 23 de dezembro de 2019, sendo que a Petrobras assumiu o compromisso perante o CADE de renunciar à capacidade de transporte na TBG.

Assim, ao longo do processo de Consulta Pública, foram habilitadas e selecionadas pela TBG 18 empresas carregadoras: Air Liquide Brasil Ltda.; Brasoil Manati Exploração Petrolífera S.A.; CDGN Logística S.A.; Comerc Gás Comercializadora Ltda.; Comercializadora de Gás S.A.; Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS); Companhia de Gás de São Paulo S.A. (Comgás); Companhia de Gás de Mato Grosso do Sul (MSGÁS); Esso Exploração Amazonas Norte Ltda.; Gas Brasileiro Distribuidora S.A.; Gas Bridge Comercializadora S.A.; Gerdau Aços Longos S.A.; Petróleo Brasileiro S.A.; Ponte Nova Comercializadora de Gás Ltda.; REPSOL Exploração Brasil Ltda.; Shell Brasil Petróleo Ltda.; Yara Brasil Fertilizantes S.A.; e YPFB Energia do Brasil Ltda.

Com a habilitação e a seleção de tais empresas, demonstra-se que a Chamada Pública viabilizou a novas empresas a possibilidade de ofertar gás natural a distribuidoras, trazendo diversidade e concorrência ao setor, o que atende a uma das prerrogativas almejadas pelo Governo Federal brasileiro.

## **6.6 O Decreto n.º 9.616, de 17 de dezembro de 2018, e os reflexos na implementação do *unbundling* no transporte de gás natural no Brasil**

No final de 2018, em 17 de dezembro, ainda na gestão do ex-presidente Michel Temer, foi publicado o Decreto-Federal n.º 9.616 (BRASIL, 2018e), com o intuito de alterar o Decreto-Federal n.º 7.382/2010 (BRASIL, 2010), que regulamenta a Lei Federal n.º 11.909/2009 (Lei do Gás) (BRASIL, 2009c).

A publicação do aludido Decreto justificou-se, em grande parte, como resultado dos trabalhos do “Gás para Crescer”. Após um longo debate com especialistas setoriais, o Governo Federal entendeu necessário realizar a abertura do mercado de gás natural, fomentar a concorrência setorial e desenvolver setores até então concentrados na Petrobras. Para que as mudanças citadas fossem implementadas, precisariam ser realizados ajustes na Lei do Gás e no Decreto que a regulamentava.

As mudanças almejadas na Lei do Gás dependem da tramitação de um Projeto de Lei perante o Congresso Nacional, e, por esse motivo, entendeu-se que, estrategicamente, seria mais célere a realização de ajustes por meio de alteração do Decreto n.º 7.382/2010, assim como dos regulamentos da ANP. Desse modo, o novo Decreto deu nova redação a dispositivos que se referem às atividades de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Em linhas gerais, o novo instrumento normativo, especificamente no artigo 2.º, inciso XXXV, conceituou o Sistema de Transporte de Gás Natural como sendo o “sistema formado por gasodutos de transporte interconectados e por outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP” (BRASIL, 2018e). Assim, para atender aos anseios do novo mercado de gás natural, a inclusão do conceito de STGN pretende considerar o sistema de maneira única e integrada, operado por uma empresa independente, com atuação transparente e isonômica.

Além disso, o Decreto Federal n.º 9.616/2018 previu a necessidade de o sistema de transporte de gás natural ser oferecido no regime de contratação de capacidade de entrada e saída (artigo 52-A, § 1.º<sup>131</sup>), por diferentes carregadores de GN (BRASIL, 2018e)<sup>132</sup>.

---

<sup>131</sup> “Art. 52-A. A malha de transporte dutoviário poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP. § 1.º. Os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente.” (BRASIL, 2018e).

<sup>132</sup> De acordo com o artigo 2.º, inciso V, da Lei do Gás, conceitua-se carregador como sendo o “agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP” (BRASIL, 2009c).

Vale destacar que, no novo regime de contratação, as tarifas nos sistemas de transporte de GN devem ser estruturadas pelos transportadores, considerados os mecanismos de repasse de receita entre eles, conforme regulação da ANP (artigo 52-A, § 2.º) (BRASIL, 2018e). Esse modelo de tarifação já foi utilizado pela Agência Reguladora, na contratação da capacidade disponível do Gasbol.

No modelo de entrada e saída, há uma mudança considerável no *modus operandi* do gasoduto de transporte, uma vez que passa a ser mais relevante para os usuários a quantidade de GN que é injetada e retirada, independentemente dos demais usuários. Essa é uma diferença importante para o modelo anterior adotado no Brasil, pois havia uma comercialização bilateral entre o supridor e o comprador, restringindo a capacidade do gasoduto, independentemente da injeção ou retirada real de gás natural. No novo modelo adotado, vincula-se a reserva de capacidade do gasoduto à injeção ou à retirada dentro da rede de transporte, dando-lhe maior abertura e liquidez (COSTA; AREND; MUSARRA, 2019, p. 103).

No mais, no novo ordenamento jurídico, também foi previsto que as tarifas de transporte de gás natural serão estruturadas pelo transportador e aprovadas pela ANP, obedecidos os critérios por ela definidos. Portanto, as tarifas são propostas pelo transportador e aprovadas pela Agência Federal, devendo obedecer aos critérios de livre acesso de terceiros aos gasodutos, que ainda serão regulamentados pela ANP.

Por fim, o novo Decreto atribuiu à ANP a disciplina de autonomia e independência das transportadoras novas e existentes de gás natural, almejando a promoção da livre concorrência, a transparência das informações, o acesso não discriminatório aos gasodutos e o uso eficiente das infraestruturas (artigo 4.º-A, *caput*) (BRASIL, 2018e), prerrogativas essas também definidas no Novo Mercado de Gás Natural. Dessa maneira, as modificações dos setores de gás natural não estarão amparadas na alteração do marco legal, mas, em grande parte, nas regulamentações que serão criadas pela Agência Reguladora, a qual normatizará os setores de GN, especialmente o seu transporte, de maneira mais ágil, técnica e célere, para atender aos anseios ambiciosos do Governo Federal previstos no Novo Mercado de Gás Natural.

## 7 PROBLEMAS CONCORRENCIAIS DE ACESSO AOS GASODUTOS EM PORTUGAL E NO BRASIL

Neste capítulo, serão abordados os problemas concorrenciais verificados no setor de gás natural, especialmente no acesso aos gasodutos de transporte em Portugal e no Brasil. Também serão apresentados o problema da integração vertical do setor e os seus reflexos negativos para o transporte de gás natural, uma vez que as atividades, apesar de independentes, estão conectadas, o que traz um ganho de eficiência ao se realizar um tratamento diferenciado para empresas verticalizadas – *self-dealing* –, por reduzirem os seus custos de transação.

De igual forma, serão expostos os problemas de dificuldade de acesso às *essential facilities* enfrentados pelas empresas concorrentes, assim como as condutas anticompetitivas e abusivas do setor de gás natural.

Por fim, serão apresentados os ordenamentos jurídicos de proteção ao acesso às *essential facilities*, bem como será analisado de que maneira os mercados europeu e português resolveram e trataram problemas de verticalização setorial, além da forma como os modelos de *unbundling* adotados na União Europeia servem de inspiração para o mercado brasileiro.

### 7.1 Integração vertical nas indústrias de rede

Os grandes setores de infraestrutura foram planejados e estruturados verticalmente por meio de empresas estatais monopolizadoras dessas atividades, sendo que a concorrência não era um tema na pauta. Esse cenário passou a mudar com a transferência de parte das atividades do Estado para a iniciativa privada e o entendimento de que nem todas as atividades deveriam ser executadas pelo ente estatal (SAMPAIO, 2012, p. 142).

No caso do gás natural, o setor é caracterizado por ser uma indústria de rede, na qual as atividades realizadas, apesar de serem autônomas e de naturezas distintas, devem se correlacionar para que os segmentos possam ser executados de maneira eficiente, com qualidade e sem interrupção. Nos mercados português e brasileiro, as atividades da cadeia produtiva de gás natural estiveram historicamente verticalizadas às empresas de um mesmo grupo econômico, pois a integração das atividades é uma estratégia para auferir benefícios de coordenação, reduzir os custos de transação e obter ganhos de escala e escopo.

De igual sorte, a integração vertical traz inegáveis ganhos de produtividade e economicidade, mas, por outro lado, para a cadeia produtiva, também pode resultar em

prejuízos para a concorrência, com a adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, abuso de poder, subsídios cruzados entre as empresas de diferentes segmentos e a criação de barreiras à entrada de competidores.

A integração vertical em Portugal e no Brasil ocorreu a despeito de suas Constituições Federais estabelecerem princípios de livre iniciativa econômica<sup>133</sup> e pregarem a liberdade da iniciativa privada e da concorrência como valores fundamentais da ordem econômica. Não obstante isso, o setor produtivo de gás natural foi marcado pela onipresença do Estado, por meio da atuação da Petrobras no Brasil e da Galp em Portugal, em todos os segmentos da cadeia produtiva, trazendo uma realidade ao setor, com sérios problemas concorrenciais.

Insta salientar que, na cadeia do GN, há segmentos com características de monopólio natural, como o transporte e a distribuição, assim como segmentos com características concorrenciais, como a exploração e a produção. No caso das empresas monopolistas, elas possuem maior poder de barganha em uma negociação, já que não existem alternativas aos concorrentes, e, por esse motivo, estão propensas à adoção de comportamentos oportunistas. Desse modo, há uma lógica econômica de as empresas se verticalizarem tanto a montante quanto a jusante da cadeia produtiva, pois assim garantem a maximização dos seus lucros e o suprimento do energético aos seus clientes, com uma vantagem competitiva em relação aos seus concorrentes (BRASIL, 2018d, p. 5).

A integração vertical, como exposto por Fernando Araújo (2017, p. 350), aumenta a eficiência na produção, pois, em princípio, reduz os custos de transação envolvidos na necessidade de recurso ao mercado e contribui com o alargamento das fronteiras da empresa, substituindo as relações contratuais e de mercado pelas formas mais simples e potencialmente eficientes de coordenação única e subordinação hierárquica.

Assim, no caso específico do gás natural brasileiro, em que a sua produção é predominantemente associada ao petróleo, o que faz com que, muitas vezes, ele seja considerado um subproduto, torna-se oportuno existir uma verticalização das empresas a montante e a jusante, para que ocorra um escoamento do gás natural para as empresas a jusante e, conseqüentemente, a maximização do aproveitamento da produção energética, sendo que o papel da transportadora de gás natural é vital para conectar fisicamente as duas “pontas” da cadeia produtiva (BRASIL, 2017a, p. 8).

---

<sup>133</sup> O artigo 170 da Constituição Federal brasileira assim expõe: “A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios: [...] IV - livre concorrência” (BRASIL, 1988). Já o artigo 61.º da Constituição portuguesa determina que: “1. A iniciativa económica privada exerce-se livremente nos quadros definidos pela Constituição e pela lei e tendo em conta o interesse geral” (PORTUGAL, 2018b).

Apesar dos benefícios aparentes da integração vertical das empresas a montante e a jusante, bem como do ganho de eficiência, a sua adoção também pode trazer prejuízos para o bem-estar social, uma vez que a verticalização pode não compensar a perda ou a diminuição de incentivo à entrada de novos concorrentes, além do fato de que nem sempre soluções centradas apenas no resultado alocativo vão ao encontro dos interesses dos consumidores (FORGIONI, 2007, p. 57).

Por esse motivo, passou-se a adotar o entendimento de que a integração vertical pode trazer danos indesejáveis aos mercados, especialmente nos seguintes aspectos: (i) possibilidade de seu fechamento, mediante o aumento das barreiras à entrada de novos agentes; (ii) redução da concorrência; (iii) criação de obstáculos para a sua integração, com o controle do seu acesso e a exclusão das empresas rivais; (iv) discriminação de preço entre os agentes econômicos, com o favorecimento das empresas integradas; e (v) aumento do preço final praticado aos consumidores.

Com efeito, o controle total do acesso às infraestruturas essenciais para levar o gás até o mercado (dutos de escoamento, unidades de processamento e de regaseificação) e a consequente capacidade de estabelecer preços ao longo da cadeia de valor asseguram, ao agente monopolista, a possibilidade de discriminação de agentes e de sustentabilidade dos preços acima do que poderia ser alcançado em um mercado concorrencial (BRASIL, 2018b, p. 4).

A verticalização é, assim, utilizada como uma forma estratégica de criação de barreiras à entrada de novos agentes e de bloqueio do acesso às redes de distribuição e de fornecimento às empresas concorrentes. Por meio da adoção dessas práticas, a empresa monopolista das *essential facilities*, integrada com empresas a jusante, acaba por ter incentivos para encerrar o mercado, por meio do aumento dos custos dos rivais e da elevação dos preços, sem alterar o respectivo custo médio (FREIRE, 2008a, p. 244 e 252).

Desse modo, diante da histórica verticalização dos setores de gás natural em diversos países, conforme já esposado no presente trabalho, foi intensificada, a partir dos anos de 1990, a adoção de medidas para abrir os mercados e desverticalizá-los, bem como para separar as atividades da cadeia produtiva e propor soluções aos problemas de práticas anticompetitivas e abusivas das empresas monopolistas do energético.

Uma das maneiras identificadas para desverticalizar o setor e retirar os obstáculos que prejudicam a entrada de novos agentes se deu com a implantação do *unbundling*, responsável por separar a propriedade das infraestruturas, comercializar a molécula de GN e prover o acesso de terceiros às infraestruturas de modo transparente e não discriminatório.

No Brasil, o artigo 65<sup>134</sup> da Lei Federal n.º 9.478/1997 (Lei do Petróleo) buscou separar contábil e juridicamente a atividade de transporte de GN da Petrobras, por meio da obrigação da criação de uma subsidiária sua, responsável pela operação e construção de dutos, terminais marítimos e embarcações de petróleo e gás natural. Dessa forma, em 1998, foi constituída a Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)<sup>135</sup>, empresa pertencente à *holding* Petrobras, responsável por desenvolver as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuição de GN. Em 2009, com a publicação da Lei do Gás (Lei Federal n.º 11.909/2009), determinou-se, no artigo 3.º, § 3.º, a separação contábil de empresas que pretendam exercer atividade de transporte e armazenamento de gás natural (BRASIL, 2009c).

Apesar do esforço legal em desverticalizar as atividades desenvolvidas pela Petrobras na cadeia produtiva de gás natural, essa medida tornou-se pouco eficiente, pois não foram estabelecidos limites de participação de grupos econômicos em empresas de outros segmentos da cadeia produtiva. Assim, a Petrobras continuou a exercer o seu domínio no setor, controlando o acesso às infraestruturas e dificultando a existência de competição setorial, que se mostrou muito pouco madura no país.

Vale destacar que a União Europeia tratou da abertura e da desverticalização setorial de maneira distinta do Brasil, visto que, com a publicação dos “Três Pacotes Legislativos”, instituiu-se o *full ownership unbundling*, com a separação jurídica, funcional e patrimonial das atividades das empresas atuantes no mercado de GN, as quais eram exercidas, na maioria dos países-membros, pelo mesmo grupo econômico.

Em Portugal, como já ressaltado nesta dissertação, a partir da publicação do Decreto-Lei n.º 14/2001 (PORTUGAL, 2001), iniciou-se a transposição gradativa das Diretivas europeias que versavam sobre a separação jurídica, legal e funcional das atividades de importação, transporte e armazenamento dos segmentos de comercialização e distribuição de gás natural. Em 2012, a implementação do *unbundling* se deu de maneira completa no território português, com a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012 (PORTUGAL, 2012c), que reforçou a separação e a independência das atividades de transporte com relação aos demais segmentos da cadeia produtiva de gás natural.

---

<sup>134</sup> “Art. 65. A PETROBRAS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.” (BRASIL, 1997).

<sup>135</sup> Em dezembro de 2015, a Petrobras concretizou a venda de 49% de sua participação na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda., mas permaneceu com o controle da empresa. Com a assinatura do TCC com o CADE, em 2019, a Petrobras também se comprometeu a alienar a sua participação na Gaspetro nas companhias distribuidoras de GN.



Nesse contexto, no mercado português, a Transgás, empresa controlada pela Galp e até então responsável pelo exercício das atividades de *upstream* e *midstream* da cadeia produtiva de gás natural em Portugal, vendeu as suas ações em 26 de setembro de 2006 e passou a deixar de exercer as atividades de transporte, armazenagem, importação e exportação de gás natural no país. Desse modo, as mencionadas atividades passaram a ser executadas pela REN Energia, que foi dividida em três empresas jurídica e funcionalmente separadas: REN Gasodutos, REN Atlântico e REN Armazenagem. Essa decisão permitiu a separação das empresas verticalmente integradas, o que era vital para a implementação de um mercado transparente, dotado de um acesso livre às redes de transporte de gás natural.

Finalmente, com a publicação do “Terceiro Pacote Legislativo” pela Comissão Europeia e a sua absorção pelo mercado português, por meio da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 230/2012 (PORTUGAL, 2012b), foram adotadas medidas de fortalecimento da separação e independência total da atividade de transporte das demais atividades da cadeia produtiva de gás natural, o que trouxe reflexos positivos para a concorrência setorial, com a garantia de acesso de terceiros aos gasodutos de maneira isonômica e padronizada, e serviu de inspiração para as reformas que se pretendem gradativamente implementar no Brasil até se alcançar o almejado setor competitivo.

### 7.1.1 Self-dealing

Um dos problemas verificados na integração vertical dos agentes econômicos é o denominado *self-dealing*, cuja definição abrange as transações comerciais realizadas entre partes relacionadas, que possibilitam a capacidade de redirecionar valor das firmas para os seus controladores, prejudicando investidores e consumidores (BRASIL, 2017a, p. 36).

Para o setor de gás natural, o *self-dealing* é uma conduta que traz prejuízos principalmente ao consumidor final, pois as empresas, ao se verticalizarem, acessam as condições comerciais das ofertas de GN de outros produtores e podem precificar o gás, beneficiando-se em detrimento de seus competidores (COSTA; ANDREOLI; MUSSARA, 2019, p. 29).

No caso brasileiro, a oferta e a demanda de gás natural são efetuadas por poucas empresas, e, assim, a Petrobras, por ser responsável por 95% da oferta total do energético no país, é capaz de praticar o *self-dealing* nas 19 distribuidoras de gás natural nas quais possui participações, o que pode acarretar um conflito de interesse entre os agentes econômicos do setor, sendo que, uma vez configurada a sua realização, a conduta pode ser considerada como

anticoncorrencial, por trazer benefícios às empresas do mesmo grupo, em prejuízo da concorrência.

Cumprе mencionar que, desde a publicação da Lei Federal n.º 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1995c), o setor de energia elétrica brasileiro vedou a prática do *self-dealing*, proibindo que distribuidoras de energia elétrica desenvolvam atividades de geração e transmissão, assim como que geradoras que atuam no Sistema Interligado Nacional (SIN) estejam coligadas ou sejam controladas por distribuidoras<sup>136</sup>. Dessa forma, dadas as similaridades entre energia elétrica e gás natural, pelo fato de ambos os mercados serem indústrias de rede, há de se entender, também, que não deveriam ser permitidas transações entre partes relacionadas no gás natural.

Assim, a ANP manifestou publicamente o interesse em regulamentar o tema, de modo a vedar, coibir ou limitar a prática de *self-dealing*, o que poderia ser alcançado idealmente por meio da desverticalização completa do setor, proibindo-se a participação acionária de produtores nas distribuidoras de gás natural, de modo a viabilizar uma maior diversidade de agentes econômicos no mercado (BRASIL, 2019a, p. 68-69).

De igual forma, a implementação do *unbundling* no gás natural pode contribuir com a resolução do problema do *self-dealing* no transporte do energético, pois o acesso às infraestruturas passa a ser mais transparente a todos os agentes econômicos, com a publicação dos contratos de uso das infraestruturas, o que reduz as assimetrias informacionais. Ademais, o acesso às *essential facilities* passa a ser equânime a todos os usuários, viabilizando a entrada de novos agentes e diversificando a concorrência setorial.

## 7.2 A dificuldade de acesso às *essential facilities*

Como já verificado no presente trabalho, o mercado de gás natural foi historicamente dominado por empresas estatais monopolistas. No entanto, os países passaram a entender que

---

<sup>136</sup> O § 5.º do artigo 4.º da Lei Federal n.º 9.074/1995 assim determina: “Art. 4.º. As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei n.º 8.987, e das demais. [...] § 5.º. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades: I - de geração de energia elétrica; II - de transmissão de energia elétrica; III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos, ressalvado o disposto no § 13; IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão” (BRASIL, 1995c).

a concentração do setor, com a forte presença de uma única empresa em todos os segmentos, passou a trazer indesejáveis resultados à economia e ao desenvolvimento dos setores de infraestrutura, com o desestímulo à entrada de novos agentes e investimentos.

Verificou-se que um dos problemas existentes no mercado era a dificuldade de se acessar as infraestruturas essenciais (*essential facilities*), como os gasodutos de transporte de gás natural, os dutos de escoamento, os Terminais de GNL e as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), pois a empresa monopolista e verticalizada tem o poder de criar obstáculos para que outras empresas concorrentes não as acessem.

Foi exatamente por conta de uma dessas dificuldades encontradas por uma empresa concorrente em acessar uma infraestrutura que o caso *United States v. Terminal Railroad Association* (LURTON; SUPREME COURT OF THE UNITED STATES, 1912)<sup>137</sup> foi levado, em 1912, de maneira pioneira, à análise da Suprema Corte dos EUA.

No caso em questão, foi envolvido um grupo de empresas monopolistas de todos os terminais ferroviários que faziam conexão com a cidade de St. Louis, no estado do Missouri, assim como das linhas férreas e pontes que atravessavam o Rio Mississippi. Após analisar a lide, a Suprema Corte entendeu que as condições geográficas e topográficas da região impediam o acesso por outra via e, portanto, inviabilizavam a duplicação dos terminais ferroviários (*facilities*) por outras empresas, o que deixava as empresas detentoras das infraestruturas em situação extremamente privilegiada, podendo, inclusive, impor preços abusivos aos consumidores para a sua utilização.

Desse modo, a Suprema Corte constatou que o grupo detentor dos terminais ferroviários, ao impedir o seu acesso a empresas terceiras, inviabilizava a concorrência e a entrada de novos agentes, bem como entendeu que o controle exercido caracterizava um obstáculo substancial ao comércio de St. Louis, assim como ao comércio interestadual, visto que as linhas férreas de transporte de cargas e de passageiros necessariamente tinham que atravessar o Rio Mississippi. Ao final, a Corte norte-americana estabeleceu o prazo de 90 dias para que os detentores das *facilities* reestruturassem os seus estatutos sociais, a fim de permitir o acesso de qualquer empresa férrea interessada nos terminais, com condições equivalentes de acesso às aplicadas às empresas do grupo detentor das *facilities*, bem como para que aplicassem tarifas equivalentes para empresas em ambas as direções férreas (NESTER, 2006, p. 81-85).

---

<sup>137</sup> Caso 224 US 383, 397 (1912) *United States v. Terminal Railroad Association of St. Louis*, Nº 386.

Posteriormente ao julgamento do mencionado caso pela Suprema Corte, também foram analisados outros processos que serviram de base para a fixação da *Essential Facilities Doctrine* no ordenamento jurídico norte-americano, tais como *United States v. Griffith* (1948); *Lorain Journal v. United States* (1951); *Gamco v. Fruit & Prudence Building* (1952); *Otter Tail Power v. United States* (1973); *Hecht v. Pro-Football* (1977); *MCI Communications v. AT&T* (1983); *Aspen Highlands Skiing v. Aspen Skiing* (1984); e *Rural Telephone Service Company v. Feist Publications* (1990) (NESTER, 2006, p. 89-103).

No setor de gás natural, a *Essential Facilities Doctrine* pode ser verificada em 1989, na 11.<sup>a</sup> Corte Americana de Apelação, que foi denominada *Consolidated Gas v. City Gas Company of Florida*. No aludido litígio, as duas empresas concorrentes de distribuição de gás natural discutiram a utilização de gasoduto da *City Gas Company*, detentora da *essential facility*. Para dificultar a entrada no mercado pela concorrente, a empresa *City Company* impôs preços abusivos para a utilização do gasoduto à *Consolidated Gas*. Ao analisar o caso, a Corte entendeu que o preço praticado deveria ser compreendido como uma recusa ao pedido da *Consolidated*, o que feria as regras antitruste norte-americanas (NESTER, 2006, p. 103).

Assim, o Direito norte-americano, ao consolidar os conceitos da *Essential Facilities Doctrine*, passou a estabelecer que as instalações consideradas como essenciais devem ter os seus acessos providenciados a terceiros interessados, mediante a cobrança de um preço razoável. Isso porque a recusa em negociar o acesso à infraestrutura pode ser considerada uma restrição à competição e uma tentativa de abuso do poder de monopólio pela empresa dominante (BRASIL, 2019f, p. 37)<sup>138</sup>. Portanto, há uma imposição ao monopolista em conceder o acesso aos seus concorrentes, sob determinadas condições.

Essa teoria da *Essential Facilities Doctrine*, como explanado por Alexandre Wagner Nester (2006, p. 14), surgiu pelo Direito Antitruste, com o fim de coibir situações de concentração e abuso de poder econômico, como meio de garantir o direito de acesso àquelas redes e infraestruturas.

Todavia, é importante esclarecer que a aplicação da *Essential Facilities Doctrine* deve se dar de maneira cautelosa, uma vez que ela diverge da regra geral do monopolista natural, que pode escolher com quem negociar. Desse modo, para se aplicar a doutrina em apreço, deve ser comprovada a existência de quatro fatores: (i) essencialidade do controle da infraestrutura; (ii) incapacidade de o concorrente duplicar a infraestrutura essencial; (iii)

---

<sup>138</sup> Considera-se que a concepção da *Essential Facilities Doctrine* remonta à decisão da Suprema Corte dos EUA ao julgar o já citado caso *United States v. Terminal Railroad Association*, em 1912. Nesse caso, a Suprema Corte entendeu como uma violação às leis antitruste a recusa de acesso ao competidor que pretendia entrar no mercado remanescente (*essential facilities*).

recusa de acesso a um serviço ou instalação a um concorrente; e (iv) viabilidade de fornecer a instalação a um concorrente (PITOFISKY; PATTERSON; HOOKS, 2002, p. 448).

É importante considerar que, a despeito de a *Essential Facilities Doctrine* ter sido criada pelo Direito norte-americano, a sua aplicação também foi verificada em diversos casos na União Europeia.

O primeiro caso levado à análise da então Comissão das Comunidades Europeias se deu em 1973, com o processo *Instituto Chemioterapico Italiano SpA e Commercial Solvents Corporations v. Comissão das Comunidades Europeias* (UNIÃO EUROPEIA, 1974)<sup>139</sup>, que questionou o abuso de poder econômico da *Commercial Solvents*, a qual se negava a fornecer matérias-primas para a empresa concorrente, o *Instituto Chemioterapico Italiano*.

Ao analisar o litígio, a Comissão entendeu haver abuso de posição dominante, sendo injustificável a recusa no fornecimento de matérias-primas pela *Commercial Solvents* para a empresa rival, pois o ato, por si só, significaria a eliminação da concorrência. Posteriormente, a decisão da Comissão foi confirmada pelo Tribunal de Justiça da União Europeia (NESTER, p. 126-127).

Não obstante a análise do referido caso, foi somente a partir da década de 1990 que o Tribunal Europeu passou a admitir as bases da *Essential Facilities Doctrine*<sup>140</sup>, em conjunto com a realização da abertura dos mercados econômicos até então dominados por empresas monopolistas. Desse modo, o Direito Antitruste Comunitário passou a se valer da *Essential Facilities Doctrine* para determinar que aquelas empresas detentoras das infraestruturas deveriam fornecer o seu acesso de maneira não discriminatória aos seus concorrentes, para não excluir ou restringir a concorrência do mercado.

No caso do transporte de gás natural, será aplicável a doutrina em tela somente quando a empresa monopolista setorial recusar o acesso da empresa concorrente à sua infraestrutura, na hipótese de haver disponibilidade (ociosidade) no gasoduto, não se justificando, portanto, a sua não aceitação. É conveniente destacar que a tendência de uma empresa que detém infraestruturas verticalmente integradas, ao receber uma solicitação de acesso de uma empresa terceira, é de não aceitar o pedido, pois, assim, não contribui com o crescimento econômico de seus rivais. Nesse caso, a *Essential Facilities Doctrine* tende a atuar estabelecendo as

---

<sup>139</sup> Acórdão do Tribunal de Justiça da União Europeia de 6.3.1974 – Processos Apensos C-6/73 e C-7/73, p. 122 – 138.

<sup>140</sup> Seguem alguns casos julgados pelo Tribunal de Justiça da União Europeia que se utilizaram das bases da doutrina da infraestrutura essencial: *United Brands Company v. Comissão* (1975); *Centre Belge d'Études de Marché Télémarketing v. Compagnie Luxembourgeoise de Télédiffusion* (1984); *Sea Containers v. Stena Sealink Line* (1992); *IMS Health v. NDC Health* (2001); e *Oscar Bronner v. Mediaprint Zeitungs et al* (2006) (NESTER, 2006, p. 125 e 154).

regras obrigatórias de acesso, assim como determinando os valores que serão pagos por terceiros por acessá-las.

Ademais, no setor de gás natural, é possível verificar que uma empresa dominante das infraestruturas no mercado a montante – *upstream* – também esteja presente nos mercados a jusante – *midstream* (transporte de gás natural) e *downstream* (distribuição e comercialização) –, sendo que o acesso aos gasodutos de transporte é essencial para que os consumidores recebam o energético. Portanto, a recusa de acesso aos gasodutos de transporte, de maneira não justificável pela empresa monopolista, significa a imposição de uma barreira intransponível de acesso ao energético pela concorrência, o que bloqueia o desenvolvimento da atividade econômica, de modo que se mostra fundamental a aplicação da doutrina de acesso às infraestruturas essenciais.

O direito de acesso às *essential facilities* busca, portanto, garantir a entrada de novos agentes econômicos, para tornar possível que eles se utilizem dos gasodutos de forma não discriminatória e transparente. Nessa senda, a introdução da concorrência é positiva nesse caso para o mercado de gás natural, visto que estimula a inovação e a eficiência das atividades potencialmente competitivas, além de fornecer maiores opções aos consumidores (LOSS, 2007, p. 151).

Importante destacar que o Direito Regulatório e o Direito Concorrencial possuem óticas distintas ao analisar o mesmo tema, pois, para o primeiro, ao tratar do monopólio natural do transporte de gás natural, interessa manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Por outro lado, o Direito Concorrencial entende como necessário garantir o direito de escolha do seu transportador ao consumidor, assim como que seja evitada a dominação do mercado pelo monopolista natural. Desse modo, o Direito Regulatório visa a evitar a integração vertical da empresa detentora da *essential facility* e monopolista natural.

Já no âmbito do Direito Concorrencial, entende-se como necessário que a empresa detentora da infraestrutura garanta o seu acesso a terceiros, mediante adequada remuneração, de forma a estimular a concorrência. O livre acesso serve, assim, para flexibilizar o monopólio natural, sem torná-lo inviável economicamente, e, ao mesmo tempo, garantir o acesso de terceiros aos gasodutos, que passarão a ocupar espaços ociosos. Para o Direito Concorrencial, portanto, a sua principal preocupação é assegurar as condições estruturais da concorrência, isto é, as condições de acesso e permanência dos agentes no mercado (SALOMÃO FILHO, 2008, p. 139).

Dessa maneira, passa a existir uma “concorrência forçada”<sup>141</sup>, que se torna indispensável para evitar os efeitos maléficos que o monopólio natural pode trazer ao mercado de gás natural, ao criar obstáculos ou dificuldades de acesso à infraestrutura essencial. No caso do transporte de gás natural, o acesso ao gasoduto serve para atender à sua função social, que não se coaduna com a manutenção da posse de uma única empresa detentora de uma infraestrutura ociosa e ineficiente, além de evitar os efeitos negativos que as barreiras à sua entrada trazem ao mercado de GN.

Nesse sentido, os efeitos negativos ao mercado podem ser verificados sob duas vertentes: (i) com relação aos concorrentes, com a presença das fortes barreiras, há uma diminuição da possibilidade efetiva da concorrência, pois, sendo eficazes as barreiras, o poder monopolístico poderá continuar a ser exercido sem a ameaça da presença de um novo agente *player*; e (ii) com relação aos consumidores, estes deixam de receber qualquer benefício oriundo do ganho adicional de eficiência proporcionado pelas barreiras e o agente econômico fica livre para abusar em relação aos preços praticados (SALOMÃO FILHO, 2007b, p. 185-186).

A doutrina das *essential facilities* trouxe, portanto, grandes benefícios aos setores regulados, ao estabelecer que o monopolista detentor das infraestruturas e redes, sob certas condições de tecnicidade, segurança e remuneração, deve fornecer o seu acesso à empresa rival. Apesar disso, no setor de gás natural no Brasil, a doutrina demonstrou ser pouco eficiente para estabelecer a concorrência, posto que a Petrobras, detentora das infraestruturas em toda a cadeia produtiva de gás natural, adotou, em diversas oportunidades, conforme será delineado na próxima subseção, condutas abusivas e anticoncorrenciais, para que as empresas rivais não se estabelecessem.

Dadas essas condições de concentração das atividades em um mesmo grupo econômico, o Brasil, acompanhando as diretrizes adotadas pelo mercado de gás natural, para solucionar o impasse do mercado verticalizado e dotado de obstáculos à entrada de novos concorrentes, entendeu como necessário iniciar a sua abertura e desverticalização, a fim de tornar o transporte do energético mais transparente, com condições isonômicas de acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, às unidades de tratamento/processamento e aos Terminais de GNL.

Desse modo, o país pretende implementar medidas desverticalizantes e facilitadoras ao crescimento da concorrência. Uma das principais medidas adotadas nesse sentido foi a

---

<sup>141</sup> Denominação dada por Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Israel Lacerda de Araújo e Karen Mascarenhas (2019, p. 134).

assinatura, pelo CADE e pela Petrobras, do já citado Termo de Compromisso de Cessão de Prática (TCC), sendo que, dentre os vários compromissos ali assumidos, um dos mais relevantes foi o da empresa estatal alienar a sua participação nas principais transportadoras de gás natural do país (COSTA; ARAÚJO; MASCARENHAS, 2019, p. 132-135).

De igual forma, o Governo brasileiro estabeleceu como objetivo ao setor a realização do *unbundling*. No entanto, ainda não definiu se a futura separação dada aos *players* será jurídica, contábil e legal ou se serão criadas obrigações de certificação de independência das transportadoras com relação aos operadores de gás natural.

### **7.3 Condutas anticoncorrenciais e abusivas verificadas nas empresas dominantes no setor de gás natural**

O setor de gás natural, em especial o seu transporte, já foi objeto de investigação no mercado brasileiro, por condutas tidas como anticoncorrenciais e abusivas realizadas por empresas dominantes.

Em 2001, as empresas British Gas do Brasil Ltda. (BG) e Energia do Brasil Ltda. (Enersil) pretendiam contratar o uso do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), controlado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. (TBG). Tendo em vista que a TBG inseriu uma série de dificuldades de acesso ao gasoduto às empresas concorrentes, ambas solicitaram a intervenção da ANP.

De acordo com a regulamentação à época, o serviço de transporte de gás natural poderia ser oferecido se houvesse disponibilidade ou ociosidade no gasoduto, depois de atendidos os usuários de demanda firme, sendo que o serviço de transporte reservava a capacidade do gasoduto para as empresas solicitantes. No total, foram quatro requerimentos realizados junto à TBG, dois pela Enersil e dois pela BG, sendo que, em todos os casos, a detentora do gasoduto impôs uma série de dificuldades de acesso às empresas requerentes, e, por esse motivo, foi solicitada a intervenção da ANP para a resolução dos conflitos.

No caso *TBG vs. Enersil* (BRASIL, 2000), a requerente pretendia contratar o transporte de 1 milhão de m<sup>3</sup> por dia de gás natural, por meio do Gasbol, para levar o energético da fronteira da Bolívia até a interconexão com o gasoduto GASPAL, em Guararema, no estado de São Paulo, pelo período de um ano. Somente com a intervenção da ANP é que o contrato pôde ser firmado entre as partes, pois, até então, a transportadora se negava a formalizar um instrumento contratual, argumentando que não dispunha de capacidade ociosa no gasoduto. Diante desse posicionamento adotado pela TBG, a Enersil



pleiteou a intervenção da ANP, que acabou solucionando a demanda, com a assinatura do contrato entre as partes.

Posteriormente à assinatura do instrumento contratual, a Enersil solicitou a assinatura de termo aditivo, para inserir 12 novos pontos de entrega de gás natural, além da inclusão de cláusula de renovação automática do contrato, o que foi negado pela TBG, sob a alegação de que a inclusão de novos pontos de entrega de gás natural traria dificuldades em caráter legal, comercial e econômico para a empresa. Assim, o conflito novamente precisou ser levado à intervenção da ANP, o que resultou na formalização do aditivo contratual (BRASIL, 2000, p. 2-4).

De igual forma, caso semelhante de dificuldade de acesso ao gasoduto Brasil-Bolívia de concessão da TBG foi apresentado pela empresa British Gas do Brasil Ltda. (BG) à ANP. No caso *BG vs. TBG*, pleiteou-se, em outubro de 2000, o acesso ao Gasbol para que a TBG entregasse gás natural à BG em Itatiba, Guararema, Guararema Interconexão Limeira, Sumaré, Campinas e Rio Claro, municípios esses localizados no interior do estado de São Paulo.

Após a TBG apresentar proposta de contrato à BG, esta solicitou a intermediação da ANP, uma vez que os termos do instrumento diferiam substancialmente do disposto na relação contratual firmada com a Enersil, havendo, portanto, tratamento discriminatório. Ao final, a ANP decidiu, com base no princípio da não discriminação, que a TBG deveria oferecer o mesmo tratamento contratual estabelecido com a Enersil (BRASIL, 2001b, p. 2-6).

Em novembro de 2000, foi formulado um novo pleito pela BG junto à TBG, para que esta transportasse um volume determinado de gás natural entre abril e dezembro de 2001. Contudo, em novembro de 2000, a TBG comunicou à solicitante que não dispunha de capacidade em seu gasoduto para atender à solicitação nos períodos requeridos. No mesmo período, a TBG também negou o acesso à sua infraestrutura, informando que não dispunha de ociosidade no gasoduto de forma a atender aos pleitos formulados pela BG e pela Enersil.

Novamente, ao analisar o caso, a ANP entendeu que haveria disponibilidade de acesso ao gasoduto da TBG, não havendo justificativa para a recusa de acesso, senão para proteger os interesses de reserva de mercado de seu único carregador firme e acionista majoritário, a Petrobras. Assim, uma vez mais, após a intervenção da Agência Reguladora, o conflito foi solucionado (BRASIL, 2009b, p. 583).

Ainda com relação à dificuldade de acesso ao Gasbol imposta pela TBG às empresas BG e Enersil, o CADE também foi instado a se posicionar, após a instauração, pela Secretaria de Acompanhamento Econômico, do Ministério da Fazenda, do Processo Administrativo n.º

08012.002692/2002-73. O mencionado processo foi instaurado com base em um parecer emitido pela ANP, que denunciou suposta infração à ordem econômica por parte da Petrobras e da TBG, uma vez que a transportadora estaria infringindo a ordem econômica, por: (i) se recusar ou limitar o acesso da *essential facility* (Gasbol); (ii) aumentar artificialmente os volumes de gás natural entregues nas estações de gás compartilhadas com a BG, para prejudicar a última; e (iii) aumentar artificialmente o volume de gás natural retirado nas estações de gás para favorecer a Petrobras em detrimento das empresas concorrentes BG e Enersil.

Ao analisar o processo, a despeito do posicionamento da ANP sobre o caso, o Conselheiro Carlos Ragazzo, do CADE, entendeu pelo indeferimento e arquivamento dos processos, posto que a recusa ou limitação de acesso às infraestruturas pela TBG justificava-se em razão da necessidade de recuperar os pesados investimentos aportados pela Petrobras na construção do Gasbol, uma vez que as obrigações firmadas e os riscos assumidos pelos proprietários da infraestrutura não seriam compensados em apenas dois ou três anos, período em que as condutas alegadas teriam ocorrido, afastando, assim, os ilícitos concorrenciais imputados (BRASIL, 2009b, p. 596-597).

Mais um caso relacionado ao setor de gás natural no Brasil que foi objeto de análise pelo CADE ficou conhecido como “Caso Gemini”. Em meados de 2004, o Conselho foi notificado em virtude da constituição de uma *joint venture* entre Petrobras e White Martins Gases Industriais Ltda. (White Martins), que resultou na criação de uma empresa denominada GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda. (Gaslocal). Na *joint venture*, a Petrobras era responsável pelo fornecimento do gás originário do Gasbol, enquanto a White Martins, empresa líder do Consórcio, detinha a operação da planta de liquefação e era responsável pela comercialização do GNL a granel. Já a sua distribuição coube à Gaslocal, por meio de caminhões de GNL (BRASIL, 2004, p. 2).

Em 2004, o CADE analisou o Ato de Concentração n.º 08012.001015/2004-08 da *joint venture* e aprovou a operação, condicionando-a a certas restrições, as quais visavam, sobretudo, a garantir que os termos de contratação entre as consorciadas fossem públicos e transparentes. Entretanto, as restrições não chegaram a ser inteiramente cumpridas pelo Consórcio, uma vez que a Petrobras e a White Martins utilizaram-se de decisões judiciais para não divulgarem as informações dos preços praticados do gás natural entre as consorciadas e não cumprirem a decisão administrativa do CADE.

Por esse motivo, o CADE recebeu uma nova denúncia, desta vez da empresa distribuidora de gás natural no estado de São Paulo, a Companhia de Gás de São Paulo S.A.

(Comgás), alegando, sumariamente, que o Consórcio Gemini seria fruto de exercício abusivo de posição dominante da Petrobras e consistiria na prática de subsídios cruzados e tratamento discriminatório a rivais não integrados, com fornecimento de gás natural ao Consórcio a custos predatórios ou próximos de zero.

As referidas condutas discriminatórias, de igual forma, dificultariam a expansão da rede de distribuição na sua área de concessão, dado que clientes “âncora” – grandes consumidores de GN – estariam recebendo o energético do Consórcio a preços subsidiados, com contratos de longo prazo de vigência e cláusula de saída de grande monta. Como consequência da prática discriminatória, a Petrobras estaria fechando o mercado a potenciais entrantes e dificultando ou eliminando a concorrência, em benefício das empresas do seu grupo econômico.

Assim, a Comgás solicitou, na Averiguação Preliminar n.º 08012.011881/2007-41, que fosse posteriormente instaurado Processo Administrativo para apuração de infração à ordem econômica, o que foi atendido pelo CADE, após o voto da Conselheira Ana Frazão, que entendeu pela presença de fortes indícios de infração econômica pela Petrobras.

No caso em específico, alegou-se que a atuação da Petrobras seria considerada anticoncorrencial e anticompetitiva, posto que a TBG, empresa do seu grupo econômico, entregava gás natural a preços subsidiados diretamente na planta de liquefação de gás natural da White Martins, sem a atuação da empresa distribuidora de gás natural, Comgás. Portanto, argumentou-se que haveria um *bypass* da transportadora de GN, não respeitando a concessão da distribuidora, responsável pela entrega do energético ao consumidor final na sua área de concessão.

Após o recebimento da denúncia, o Plenário do CADE resolveu, em 4 de dezembro de 2013, rever a decisão de aprovação com restrições daquela operação e instaurou Processo Administrativo para avaliar a suposta infração à ordem econômica e a prática de conduta anticompetitiva das empresas Petrobras, White Martins e Gaslocal, dada a possibilidade de fechamento do mercado de gás natural, à medida que havia uma verticalização, resultante da integração a montante da Petrobras no mercado relevante de distribuição de gás natural.

Em 7 de dezembro de 2016, o CADE condenou o consórcio Gemini e entendeu que a atuação das empresas feria as leis concorrenciais, sobretudo no fornecimento de gás natural a preços inferiores aos praticados no mercado, sem justificativa legítima para tal discriminação. Por esse motivo, o Consórcio foi condenado ao pagamento da multa de R\$ 21,5 milhões, por infrações à ordem econômica, assim como foram aplicadas medidas estruturais para impedir que as práticas condenadas permanecessem (BRASIL, 2016, p. 37-38).

Outro caso de discriminação levado à análise do CADE foi instaurado em 1.º de abril de 2014, com o recebimento do Inquérito Administrativo n.º 08700.002600/2014-30, transformado, posteriormente, em Processo Administrativo sob o mesmo número, de representação da Companhia de Gás de São Paulo S.A. (Comgás) em face da Petrobras.

De acordo com a denúncia recebida pelo Conselho, alegou-se abuso de posição dominante pela Petrobras, na forma de oferecimento de condições comerciais (concessões de descontos) unilaterais, discriminatórias e mais vantajosas em contratos de fornecimento de gás natural à distribuidora Gas Brasileiro Distribuidora S.A. (GBD), integrante do seu grupo econômico, em detrimento da Comgás. A alegada discriminação seria predatória da margem (*margin squeeze*) da Comgás, dado que limitaria o seu funcionamento e desenvolvimento enquanto distribuidora de gás canalizado, em prol do aumento do domínio do Sistema Petrobras no setor. Ao analisar o caso, o Conselheiro do CADE, Paulo Burnier da Silveira, relator do Processo Administrativo, em 19 de junho de 2019, entendeu pela inexistência de infração à ordem econômica, votando pelo seu arquivamento (BRASIL, 2019e, p. 41-42).

Outro exemplo mais recente de dificuldade de terceiro interessado em acessar os gasodutos de transporte no Brasil pode ser verificado na resposta dada pela TAG à ANP, na correspondência TAG/DCO 0042/2018, de 17 de maio de 2018, por meio da qual a transportadora, à época controlada pela Petrobras, afirma não ter capacidade ociosa disponível em seu gasoduto para oferecer à empresa terceira interessada, pois o carregador Petrobras deteria contratos com abrangência em todos os pontos de entrega e recebimento de gás natural, nas capacidades máximas instaladas:

Em atendimento ao Ofício ANP n.º 0193/2018/SIM, de 12/04/2018, por meio do qual é solicitado à TAG o atendimento dos seus itens 6, 7 e 8, informamos primeiramente que o “Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade” publicado no site da TAG foi fundamentado nas informações prestadas pelo **Carregador Petrobras, que detém contratos que abrangem todos os pontos de recebimento e pontos de entrega, nas capacidades máximas instaladas, dos respectivos sistemas de transporte, caracterizando a inexistência de capacidade disponível nesses pontos de recebimento e de entrega.** Dessa forma, não há alteração a ser promovida nas informações publicadas no sítio eletrônico desta Transportadora. No que tange à carta TAG/DCO 0047/2017, informamos que, por ter sido verificado constante movimentação de volumes de gás natural, acima da QDC do CST Malha NE, a TAG, em cumprimento ao disposto no § 1.º do Art. 3.º da RANP n.º 11/2016, informou a essa Agência a possibilidade de movimentar em seus sistemas de transporte um volume superior à capacidade atualmente disponível de movimentação nos dutos e não nos pontos de recebimento e pontos de entrega, que, conforme parágrafo anterior, têm suas capacidades 100% contratadas pela Petrobras. [...] Sem a definição de pelo menos um perfil de referência para a utilização da capacidade atualmente contratada para os pontos de recebimento e de entrega, não é possível disponibilizar volume para contratação de serviço de transporte na modalidade firme (BRASIL, 2018c, p. 25, grifo nosso).

A conduta adotada pela transportadora corrobora o entendimento do mercado quanto à criação de obstáculos para dar acesso às *essential facilities*, conduta essa tipicamente de empresa controlada, demonstrando os sérios problemas de fechamento de mercado existentes no transporte de gás natural, uma vez que a expansão e a abertura do seu mercado significariam a ampliação da concorrência e a diminuição dos lucros da *holding* Petrobras.

Cumpra acrescentar que a Comissão Europeia também avaliou conflitos anticoncorrenciais no setor de gás natural. Um relevante caso se deu com a instauração, em 8 de julho de 2009, do Processo COMP/39.401 - E.ON/GDF. A Comissão analisou a atuação concertada entre as empresas *E.ON Ruhrgas AG* e *GDF Suez S.A.*, responsáveis pelo transporte de gás natural de origem russa para a Alemanha e a França.

No presente caso, as transportadoras de gás natural firmaram um acordo, em 1975, de construção, em conjunto, do gasoduto MEGAL, para transportar gás natural da Rússia para os mercados da Alemanha e da França. No ajuste firmado entre as empresas, foi estabelecida a cláusula de não concorrência entre elas, pela qual a *GDF Suez* foi proibida de fornecer aos seus clientes na Alemanha gás transportado através do MEGAL, e a *E.ON Ruhrgas* foi impedida de transportar gás através do gasoduto para a França.

Não obstante a implementação gradativa da abertura dos mercados europeus de gás natural, a partir da execução da Primeira Diretiva de Gás, em 1998 (Directiva n.º 98/30/CE), as referidas empresas mantiveram os termos do acordo de repartição e não concorrência entre elas nos mercados da Alemanha e da França até 2005, o que foi considerado uma infração à ordem econômica pela Comissão Europeia. Por esse motivo, aplicou-se uma penalidade, com o pagamento de uma coima de € 553 milhões à *E.ON Ruhrgas AG* e à *GDF Suez S.A.* (UNIÃO EUROPEIA, 2009a, p. 6).

Na mesma senda, outro caso relevante analisado pela Comissão Europeia acerca de condutas anticoncorrenciais no setor de gás natural pode ser verificado no Processo COMP/39.315, relativo a condutas adotadas pela transportadora italiana *Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A.* (ENI) quanto ao suprimento italiano de gás natural. De acordo com a análise das condutas da ENI, empresa detentora de monopólio no transporte e no fornecimento de gás natural na Itália, a sua atuação inviabilizava o acesso de terceiros ao gasoduto por ela operado e controlado em território italiano.

A investigação foi iniciada em maio de 2006, por meio de reclamações de outros agentes econômicos por suposto abuso de posição dominante da ENI, uma vez que a sua atuação seria caracterizada pela presença central e controladora, isolada ou por meio de *joint ventures*, do transporte e da operação de todos os gasodutos italianos. Desse modo,

isoladamente, a estatal italiana reuniria todas as informações e condições necessárias para efetivamente influenciar as decisões de utilização, movimentação, alocação das capacidades e investimento em novas infraestruturas.

Uma parte das reclamações efetuada pelos agentes econômicos também se referia à recusa da ENI em fornecer o acesso das *essential facilities* às empresas rivais, de maneira equânime às condições ofertadas às empresas do seu grupo econômico, o que dificultaria, ou mesmo eliminaria, o desenvolvimento da efetiva competição setorial.

Apesar das alegações trazidas, a Comissão Europeia concluiu não haver uma violação aos regulamentos anticoncorrenciais europeus por parte da empresa italiana, não se obstando à aplicação da Directiva n.º 2009/73/CE quanto ao estabelecimento de um mercado de energia europeu e, em particular, dos diferentes modelos de separação ali previstos (UNIÃO EUROPEIA, 2010, p. 4-26).

Por último, e não menos importante, destaca-se o caso investigado pela Comissão Europeia sobre a atuação anticoncorrencial da empresa alemã de gás natural *RWE* (Processo COMP/39.402 - *RWE Gas Foreclosure*), que teria abusado de posição dominante, ao restringir o acesso dos gasodutos na Alemanha aos seus competidores, o que violaria as regras anticoncorrenciais da União Europeia.

A *RWE*<sup>142</sup> é uma empresa alemã de energia e serviços essenciais, primariamente constituída para a produção e o fornecimento de energia elétrica e de gás natural. No setor de gás natural, é responsável pelas atividades de produção, importação, transporte, armazenamento e distribuição do energético, com área de atuação predominante no estado de Renânia do Norte-Vestefália.

A investigação em epígrafe foi iniciada em maio de 2006, após inquirição realizada por competidor do setor de energia, que, depois de realizar várias solicitações de acesso ao gasoduto de transporte operado pela *RWE Energy*, viu os seus pedidos serem negados.

Em razão do pedido de investigação, o processo anticoncorrencial foi instaurado em 20 de abril de 2007, e, no curso da investigação, a Comissão entendeu, preliminarmente, que a *RWE Energy* teria infringido as regras do Tratado da União Europeia, ao abusar de sua posição dominante no mercado de gás natural na Alemanha, notadamente por: (i) recusar o acesso à sua rede de gasoduto, para manter a capacidade de transporte em sua rede de GN; (ii) manter a tarifa de transporte em um nível artificialmente alto para reduzir as margens (*margin*

---

<sup>142</sup> Coletivamente chamado de RWE, o grupo abrange as empresas *RWE Energy AG, Essen* (*RWE Energy*) e *RWE Transportnetz Gas GmbH* (*RWE TSO*).

*squeeze*) das empresas concorrentes; e (iii) limitar a capacidade dos rivais de entrarem no mercado.

Na questão relacionada à recusa de acesso às *essential facilities*, a Comissão Europeia entendeu que a *RWE* transportadora de gás natural sistematicamente recusava o acesso de terceiros para manter a capacidade do gasoduto para o seu uso exclusivo, assim como para estrategicamente dificultar o acesso de empresa concorrente, apesar de possuir disponibilidade de capacidade no gasoduto.

Com relação à *margin squeeze*, de igual forma, a Comissão entendeu que a *RWE* estabeleceu, intencionalmente, uma tarifa de transporte de GN mais alta (inflacionada), com o intuito de diminuir a margem dos seus competidores. Desse modo, a *RWE* transportadora obtinha maiores receitas, enquanto a *RWE* distribuidora detinha a sua margem negativa; mas, considerando a verticalização das empresas do grupo *RWE*, a perda em um setor era compensada pelo ganho em outro, o que resultava em uma significativa desvantagem aos seus competidores.

Ao avaliar o caso, a Comissão entendeu que haveria incentivos econômicos para que a *RWE Energy* adotasse as medidas anticoncorrenciais, em prejuízo da concorrência setorial. Assim, para solucionar o impasse realizado, a *RWE Energy* se comprometeu, perante a Comissão Europeia, a desverticalizar as atividades de transporte de GN em alta pressão na Alemanha, por meio da alienação dos ativos relacionados ao desenvolvimento dessas atividades, bem como a realizar o *unbundling* funcional. Assim, com os compromissos assumidos pela transportadora de gás natural, a *RWE* passaria a não deter o controle sobre as redes de transporte de gás natural, solucionando a questão das práticas anticoncorrenciais relacionadas ao acesso da sua rede (UNIÃO EUROPEIA, 2009b, p. 14-15).

Todos os casos apresentados na presente subseção demonstraram a capacidade que a empresa monopolista do gasoduto de transporte possui de estrangular as suas rivais, mediante a criação de obstáculos de acesso às *essential facilities*, o que reforça a necessidade de atuação do Estado na separação das atividades desenvolvidas na cadeia produtiva de gás natural, de forma a criar as condições necessárias para que os *players* atuem de maneira independente e isonômica, a fim de evitar novos casos de abusos econômicos e anticoncorrenciais, em detrimento do interesse e do bem-estar social dos consumidores.

#### **7.4 Medidas legais e infralegais adotadas em Portugal e no Brasil para a implementação da desverticalização setorial**

Para implementar um mercado concorrencial para a indústria do gás natural, faz-se necessário que o seu transporte seja independente das demais atividades da cadeia.

Com base na experiência europeia de desverticalização setorial, verificou-se que a separação jurídica das empresas atuantes em diferentes segmentos do gás natural não era suficiente para garantir a independência dos agentes econômicos. Por esse motivo, a União Europeia publicou a Directiva n.º 2009/73/CE (UNIÃO EUROPEIA, 2009c), que foi transposta para o Direito português no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro (PORTUGAL, 2012c).

Na norma em questão, foi previsto que o transportador deve ser equipado com os recursos técnicos, humanos, físicos e financeiros necessários para desenvolver as suas funções de maneira autônoma e independente. De igual sorte, deve fornecer o acesso não discriminatório de suas estruturas a novos entrantes, gerando os incentivos necessários para a realização dos investimentos de expansão das redes.

Dentre as alternativas de *unbundling* previstas na mencionada Diretiva europeia, Portugal decidiu adotar o modelo OU (*Fully Ownership Unbundling*), que prevê a separação completa do transportador e do operador de GN com relação a empresas integradas na indústria de gás natural, o que assegura o tratamento não discriminatório a outros agentes do STGN.

Assim, tomando por base a experiência adotada de desverticalização do setor de transporte de GN na União Europeia e em Portugal, verificou-se a necessidade de o mercado brasileiro também implementar a abertura do seu mercado, a fim de gerar os estímulos legais e regulatórios necessários para incentivar o estabelecimento da competição no setor de gás natural.

Os primeiros passos para efetivar a desverticalização do transporte de gás natural no Brasil foram iniciados, conforme já destacado anteriormente, com a alienação de 90% dos ativos da Petrobras na NTS e na TAG, bem como com a intenção, por meio da assinatura do TCC com o CADE, de alienar a totalidade (51%) das ações da estatal na TBG e o restante de suas participações na NTS e na TAG. Com a adoção dessas medidas, o mercado espera que se implemente o acesso isonômico e transparente aos gasodutos de transporte, o que contribuirá, sobremaneira, para o incremento da concorrência no gás natural e a redução dos preços praticados.



Com relação às infraestruturas, conforme dados da ANP, no período de 2009 a 2018, os três Terminais de GNL brasileiros tiveram a sua taxa de utilização média em 36,4% de suas capacidades (BRASIL, 2018b, p. 16), o que revela uma disponibilidade e ociosidade das infraestruturas, não havendo justificativa para que novos supridores não tenham acesso aos mencionados Terminais. Apesar disso, a Petrobras não tem demonstrado interesse em oferecer voluntariamente o seu acesso, o que pôde ser observado recentemente, em 2017, ocasião em que a empresa Total S.A. solicitou à Petrobras, por meio da assinatura de instrumento contratual entre as partes, acesso ao Terminal de Salvador, na Bahia, e à malha de transporte de gás natural da estatal.

A ANP, ao analisar a minuta contratual, a considerou não aderente à regulamentação, pois, do ponto de vista regulatório, não atendia à forma de remuneração de um Terminal de GNL, nos termos do § 6.º do artigo 7.º da Resolução ANP n.º 50, de 22 de setembro de 2011<sup>143</sup>. Igualmente, a minuta contratual preservava a exclusividade da Petrobras na importação de GNL, por meio dos Terminais de GNL de sua propriedade, e visava a manter o nível de concentração de mercado da estatal, que possui posição dominante (BRASIL, 2018b, p. 16-18).

Como observado no caso exposto, o acordo pretendido estabelecia uma série de obstáculos para que a empresa requerente pudesse acessar o Terminal de GNL da Petrobras. Desse modo, a *Essential Facilities Doctrine* poderia ser aplicada, pois as instalações da Petrobras, além de serem essenciais para o acesso à malha de transporte de gás natural, também possuem ociosidade, não havendo motivação para que o seu acesso seja negado.

Assim, dadas as dificuldades verificadas no setor, com o amplo poder de mercado exercido pela Petrobras no Brasil, o Governo Federal iniciou uma série de iniciativas com o intuito de implementar a desverticalização setorial e estabelecer um ambiente concorrencial.

---

<sup>143</sup> “Art. 7.º. A execução, pelo agente operador do terminal de GNL, das atividades elencadas no inciso XVI do art. 2.º da presente Resolução, em atendimento a terceiro interessado, deve ser formalizada por meio de instrumentos contratuais de uso do terminal de GNL. [...] § 6.º. A remuneração pelos serviços prestados nos terminais de GNL deverá ser estruturada, no mínimo, com base nos seguintes encargos: I - encargo de capacidade de recepção: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção do terminal, bem como as despesas gerais e administrativas e os custos fixos de operação e manutenção; II - encargo de capacidade de armazenamento: destinado a cobrir, quando aplicável, os custos fixos relacionados ao acondicionamento temporário do GNL; III - encargo de capacidade de regaseificação: destinado a cobrir, quando aplicável, os custos fixos relacionados à capacidade de regaseificação do GNL e subsequente entrega do gás natural à malha dutoviária ou a outros modais de transporte; IV - encargo de capacidade de liquefação: destinado a cobrir, quando aplicável, os custos fixos relacionados à capacidade de liquefação; V - encargo de capacidade de entrega: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega do terminal; VI - encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.” (BRASIL, 2011a).

Para que isso ocorra, foram previstos os seguintes objetivos a serem alcançados com a abertura do mercado de gás natural:

- (i) aumentar o número de agentes na produção;
- (ii) ampliar o número de agentes na importação, bem como expandir a sua oferta;
- (iii) constituir o livre acesso às infraestruturas de escoamento, processamento, regaseificação e estocagem;
- (iv) instituir a autonomia e a independência dos transportadores com relação aos demais agentes do setor, por meio da implementação da desverticalização/*unbundling* do transporte;
- (v) diversificar a demanda, com a desverticalização/*unbundling* da distribuição; e
- (vi) aumentar o número de consumidores livres (BRASIL, 2017a, p. 16).

Consoante já esposado no capítulo 6, medidas relevantes para a desverticalização do transporte de gás natural foram iniciadas por meio de alteração dos arcabouços legais e regulatórios do setor. Uma das alterações de suma relevância foi realizada com a publicação do Decreto Federal n.º 9.616, de 17 de dezembro de 2018 (BRASIL, 2018e), que regulamenta a Lei do Gás.

A partir da sua publicação, foi dado um novo conceito ao Sistema Nacional de Gás Natural (artigo 2.º, inciso XXXV) e reforçou-se a autonomia da ANP para disciplinar os critérios de autonomia e independência da atividade de transporte de GN em relação às demais atividades da cadeia produtiva, com o intuito de promover a livre concorrência, a transparência das informações e o acesso não discriminatório aos gasodutos (artigo 4.º-A). Por fim, o aludido diploma legal também estabeleceu que as tarifas de transporte de GN devem ser estruturadas no sistema de entrada e saída, nos termos da regulamentação da ANP (artigo 52-A) (BRASIL, 2018e).

Para atender aos anseios do Governo Federal, por meio de atos infralegais, a ANP realizou a Tomada Pública de Contribuições n.º 6/2018 (BRASIL, 2018d), para obter subsídios técnicos quanto à escolha dos modelos de independência – OU (*Fully Ownership Unbundling*), ITO (*Independent Transmission Operator*) ou ISO (*Independent System Operator*) –, bem como às formas de se garantir acesso aos gasodutos pelos *players* do mercado e de se evitar o *self-dealing*. Após a realização da Consulta Pública, a ANP ainda divulgará as regulamentações, estabelecendo as regras que serão implementadas no setor, para alcançar o objetivo de se ter um mercado líquido e concorrencial.

Com relação à ampliação da liquidez do mercado, vale destacar que o modelo adotado no país objetiva criar os chamados *virtual hubs*, que são os pontos virtuais de negociação da

*commodity* (gás natural), nos moldes do que foi estabelecido na União Europeia. Isso porque, ao se adotar o modelo de entrada e saída, ignora-se o local onde o energético se encontra fisicamente, ou mesmo o local do gasoduto e o seu fluxo físico. Com a implementação desse *modus operandi* de comercialização do energético adotado na UE, pretende-se, de igual forma, tornar o mercado brasileiro mais ágil e com um maior número de agentes econômicos, o que fortalecerá, sobremaneira, a concorrência e a pressão nos preços praticados de GN.

Cabe ainda considerar que a ANP também realizou a Consulta Pública n.º 8/2019, com o intuito de chamar os interessados para a contratação da capacidade disponível do Gasbol, que é de 18,08 milhões de m<sup>3</sup>/dia (BRASIL, 2019b). Essa é uma primeira iniciativa do Governo Federal para abrir e desverticalizar o mercado, por meio da exploração das atividades por novas empresas de gás natural, que terão a possibilidade de transportar o energético para os principais mercados consumidores do país. Ademais, no contrato de transporte de GN, já será adotado o novo modelo de tarifa de entrada e saída, o que contribuirá para a maior liquidez do setor.

Finalmente, é importante salientar que diversas regulamentações deverão ser publicadas pela ANP, assim como os novos arcabouços legais do GN deverão ser aprovados, os quais são necessários para se ajustar o mercado e tornar o transporte de gás natural mais independente e transparente, nos moldes da experiência europeia. Desse modo, carecem ainda de definições e regulamentações os seguintes temas:

- (i) definição da escolha da operadora dos gasodutos de transporte, que será eleita pelas transportadoras, com o objetivo de coordenar a operação do sistema e o uso da rede de gasodutos;
- (ii) criação do sistema de contratação da capacidade dos gasodutos, que deverá se realizar de maneira isonômica e transparente;
- (iii) estabelecimento do ponto virtual de negociação de gás natural no Brasil;
- (iv) implementação da ferramenta eletrônica *on-line* de comercialização da capacidade de transporte de gás natural; e
- (v) estabelecimento da comunicação e da troca de dados com os transportadores, os carregadores e outros participantes do mercado, nos termos dos códigos comuns de rede (BRASIL, 2017a, p. 32-33).

Todas essas medidas são necessárias para promover a concorrência setorial e desconcentrar as atividades de exploração da cadeia produtiva de gás natural no Brasil. Contudo, são requeridas medidas adicionais regulatórias, de forma a desverticalizar a cadeia produtiva de transporte e distribuição de gás natural no país, a fim de permitir maiores ofertas

do energético, ampliar a transparência no acesso dos gasodutos e aumentar a concorrência com a desconcentração do mercado, em benefício do consumidor final, que terá um energético com melhores preços.

## 8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A *utility* gás natural tem se afigurado como um energético de suma relevância para o bem-estar social nas últimas décadas, dado que é um combustível menos poluente, por gerar menores emissões de CO<sub>2</sub> e particulados. Igualmente, o referido energético tem como característica ser um combustível versátil, pois pode ser utilizado na produção de energia elétrica para comércios e residências, em processos industriais, além de servir de fonte de energia para veículos de transporte (automóveis, caminhões, trens e navios).

Com efeito, para atender a uma crescente demanda energética, com o aumento populacional e o incremento cada vez maior de novas tecnologias, o gás natural tem servido como um grande aliado para colaborar com a confiabilidade dos sistemas elétricos, complementando os despachos das hidrelétricas, que já não são suficientes para atender à crescente procura por energia. Do mesmo modo, também serve de fonte energética para potencializar a produção nas centrais de ciclo combinado de gás natural.

Para atender aos anseios e às metas ambientais de utilização de energias limpas, o mercado europeu buscou estabelecer medidas que acelerassem o uso do gás natural, sendo que a remoção de algumas “amarras” que dificultavam o seu crescimento foi fundamental, dentre as quais é possível destacar: (i) a existência histórica de *players* que dominavam toda a cadeia produtiva do energético em seus países; (ii) a dificuldade de acessar os gasodutos controlados pelas empresas monopolistas; e (iii) a falta de diversidade dos agentes econômicos e de competitividade no setor.

Para que isso ocorresse, a União Europeia deu início, no final da década de 1990, ao processo de abertura e liberalização do mercado de gás natural. Diante desse cenário, após a publicação de três Diretivas, com três respectivos Decretos-Lei em Portugal, finalmente, em 2012, concluiu-se o processo gradual de desverticalização e implementação do *unbundling* setorial no território português, que foi essencial para mitigar as práticas discriminatórias e as barreiras até então existentes para a entrada de novos agentes econômicos.

As medidas adotadas na União Europeia e em Portugal serviram para incentivar a procura e o consumo de gás natural pelos portugueses, o que foi suficiente para estimular a entrada de dois novos agentes econômicos de grande dimensão, as empresas *Endesa S.A.* e a *Gas Natural Fenosa*, respectivamente, o operador histórico na Espanha e o maior importador de GN na Península Ibérica (PORTUGAL, 2017b, p. 7).

Da mesma forma que a União Europeia e Portugal seguiram as orientações dos acordos internacionais, o Brasil também passou a ser pressionado a atender às metas

ambiciosas em prol do meio ambiente e da utilização de energias “limpas”. Desse modo, o Governo brasileiro passou a considerar o gás natural como um importante energético de transição, sendo que o aumento da sua utilização esbarrava no estágio de baixa maturidade de competitividade setorial no país.

Assim sendo, vislumbrou-se a necessidade de se alterar essa condição do setor, marcado pela alta concentração das atividades nas mãos de um único *player* – Petrobras –, o que dificulta a entrada de novos agentes econômicos e a realização dos investimentos necessários para a ampliação da malha de GN e a sua distribuição à crescente demanda brasileira pelo energético.

Nesse sentido, após a realização de estudos técnicos no setor, identificou-se que um dos problemas essenciais que impedia o crescimento setorial estava relacionado à ausência de independência das transportadoras com relação aos demais elos da cadeia de valor do gás natural. Como resultado dessas iniciativas, o Governo Federal criou o Novo Mercado de Gás (NMG), com o intuito de implementar, no país, nos moldes da liberalização do setor ocorrida na UE, a almejada competição setorial, por meio da separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*) entre os transportadores e as empresas verticalmente integradas na indústria de gás natural.

Para que a abertura do mercado ocorra, é imprescindível a alteração dos arcabouços jurídicos brasileiros – Lei do Petróleo e Lei do Gás –, uma vez que tais diplomas legais não estabelecem limites à participação acionária verticalizada entre agentes da indústria, o que garantiu o monopólio histórico da empresa estatal em praticamente toda a cadeia produtiva de gás natural. Desse modo, o ajuste na legislação setorial tornou-se vital para resolver os entraves que ainda prejudicam a existência do mercado aberto e concorrencial.

Os primeiros passos para que o *unbundling* seja sentido no Brasil foram iniciados com a alienação dos ativos estratégicos da Petrobras em diversos segmentos, dentre eles a venda de 90% das ações das transportadoras TAG e NTS, assim como de 30% do capital da BR Distribuidora, empresa responsável pela distribuição de derivados de petróleo<sup>144</sup>. Além disso, já está assumido o compromisso, perante o CADE, conforme exposto no capítulo 6, de alienar 51% ações da Gaspetro, *holding* com participação em 19 distribuidoras de gás natural no país, bem como de vender 51% das ações da TBG e o restante de suas ações na TAG e na NTS, além das refinarias por ela controladas.

---

<sup>144</sup> Em 24 de julho de 2019, foi anunciada a venda do controle acionário da BR Distribuidora pela Petrobras, com a alienação de 30% de suas ações, pelo valor de R\$ 8,5 mil milhões. Desse modo, após a operação, a Petrobras passou a deter 41,25% de participação na empresa, deixando de ser a acionista majoritária (PETROBRAS..., 2019).

Todas as mencionadas medidas serão benéficas ao mercado, pois resolverão dois gargalos (*bottle necks*) ainda existentes no setor: a dificuldade de acesso às *essential facilities* e o incremento da concorrência setorial, com maior diversidade de agentes nos diferentes segmentos, o que pode acarretar a realização de novos investimentos necessários para o desenvolvimento do setor, com maior abertura e transparência.

Insta salientar que o quadro normativo utilizado na União Europeia e transposto para a legislação portuguesa trouxe benefícios relevantes para o crescimento do setor, pois implementou a sua reforma, que consistiu: (i) na separação (desverticalização) das atividades da cadeia produtiva; (ii) introdução de competição em setores que eram viáveis, como a comercialização de gás natural; e (iii) regulação das atividades monopolizadas, de forma a garantir o acesso às *essential facilities*. Essas medidas foram fundamentais para estimular o crescimento do mercado liberalizado de gás natural em Portugal, responsável atualmente por distribuir e comercializar 98% do energético em território português. (PORTUGAL, 2019d, p.01)

Essa experiência positiva em Portugal e na União Europeia serviram de inspiração para a adoção de práticas semelhantes no Brasil, uma vez que o quadro normativo atual implementado no país serviu em grande parte para desenvolver o setor de gás natural, mas por outro lado estabeleceu a presença dominante da empresa estatal em todos os segmentos da cadeia produtiva de gás natural, dificultando a entrada de novos agentes econômicos no setor. Desse modo, a reforma do marco legal do gás objetiva tornar o setor mais aberto, dinâmico e competitivo, em um ambiente em que diversos agentes terão acesso isonômico e transparente às infraestruturas essenciais, dentre eles os gasodutos de transporte do energético.

No entanto, para que os problemas concorrenciais do sistema de transporte de gás natural brasileiro sejam solucionados e o setor possa ser operado por múltiplos *players* é imprescindível que sejam estabelecidas regras claras, que garantam uma coordenação independente do setor, por meio de uma operação autônoma do sistema. Assim, mediante a implementação dessas medidas espera-se a criação de um arcabouço legal sólido, estável e seguro juridicamente, de forma a viabilizar a almejada criação do NMG e promover o crescimento setorial, por meio de uma significativa redução de preços, via maior competição.

No mais, é importante sublinhar que, em 11 de março de 2020, o mundo foi surpreendido com a declaração de pandemia da COVID-19<sup>145</sup> pela Organização Mundial da Saúde (OMS), dada a severidade e a velocidade com que o vírus Sars-CoV-2, conhecido

---

<sup>145</sup> Sigla, em Inglês, para *Coronavirus Disease 2019* (Doença por Coronavírus 2019).

como novo coronavírus, se espalhou por todos os continentes, com o registro de dezenas de milhares de mortes ao redor do planeta. O alastramento da enfermidade em níveis inesperados trouxe severos reflexos sociais e econômicos para toda a população mundial e suas atividades econômicas, não sendo diferente para a indústria de gás natural.

Em virtude da pandemia e da necessidade de os países adotarem o isolamento social e concentrarem as suas atenções na saúde populacional, uma das primeiras medidas sentidas no setor foi a queda abrupta da demanda de energia elétrica, petróleo, gás natural e derivados, dada a forte redução da atividade econômica, com a desaceleração da produção industrial nas principais economias mundiais.

Esse cenário de crise de demanda energética também foi agravado pela dificuldade de coordenação dos principais países produtores de energia e derivados do petróleo, que foram incapazes de mitigar o agravamento dos impactos que a pandemia está causando ao setor. Para se ter uma ideia da dimensão dos efeitos dessa pandemia, somente nos três primeiros meses do ano de 2020, o preço do barril de petróleo caiu de US\$ 66 para aproximadamente US\$ 25, o que representa uma redução de mais de 60% do seu valor (OIL PRICE, 2020). Ademais, há uma retração esperada da demanda global por energia em 2020, em comparação com 2019, da ordem de 9 milhões barris/dia (INTERNATION ENERGY AGENCY, 2020), o que, obviamente, também abalará o preço internacional do petróleo e do gás natural.

Diante desse panorama de incertezas que a pandemia da COVID-19 trouxe às economias dos países em todo o mundo, assim como da dificuldade real de se dimensionar os impactos que ela acarretará para os setores de energia, as decisões do Governo brasileiro quanto à implementação do novo mercado de gás natural e de sua desejada abertura deverá ser afetada. Porém, os trâmites dos projetos de lei de mudanças do arcabouço legal do GN perante o Congresso Nacional brasileiro, bem como os ajustes das regulamentações promovidas pela ANP, apesar da sua postergação, não devem ser perdidos, pois a reestruturação do setor ganhou contornos ainda de maior relevância, para que o setor atraia novos investimentos e adquira maior dinâmica e liquidez, nos moldes da realidade adotada na União Europeia.



## REFERÊNCIAS

- AMARAL, Luís Mira. Gás natural e diversificação geográfica das fontes: o caso português. *Cadernos de Divulgação do Ministério da Indústria e Energia*, Queluz, n. 33, p. 9-23, 1995.
- ANASTÁCIO, Gonçalo Gentil. Regulação da energia. In: FERREIRA, Eduardo Paz; MORAIS, Luís Silva; ANASTÁCIO, Gonçalo Gentil (coord.). *Regulação em Portugal: novos tempos, novo modelo?* Coimbra: Almedina, 2009. p. 301-391.
- ANASTÁCIO, Gonçalo Gentil; PACHECO, Joana. As taxas de regulação económica em Portugal. In: VASQUES, Sérgio (coord.). *As taxas de regulação económica no sector de gás natural*. Coimbra: Almedina, 2008. p. 357-386.
- APOLINÁRIO, Marisa. A regulação do sector do gás natural em Portugal: presente e futuro. In: DUARTE, Rui Pinto et al. (org.). *Estudos em homenagem ao Professor Doutor Carlos Ferreira de Almeida*. Coimbra: Almedina, 2011. v. I. p. 231-258.
- ARAGÃO, Alexandre Santos de. A construção do papel regulador do Estado. In: VIEIRA, José Ribas (org.). *20 anos da Constituição Cidadã de 1988: efetivação ou impasse inconstitucional?* Rio de Janeiro: Forense, 2008.
- ARAGÃO, Alexandre Santos de. Serviços públicos e concorrência. *Revista de Direito Público da Economia*, Belo Horizonte, n. 2, p. 59-124, abr./jun. 2003.
- ARAÚJO, Fernando. *Introdução à economia*. 3. ed. 5. reimp. Coimbra: Almedina, 2017.
- AZEVEDO, Frederico Emanuel. *Diversificação e segurança energética europeia: gás natural e o corredor meridional*. 2014. 232 f. Dissertação (Mestrado em Ciência Política e Relações Internacionais) – Instituto de Estudos Políticos, Universidade Católica Portuguesa, Lisboa, 2014.
- AZEVEDO, Maria Eduarda. *Direito da regulação da economia*. Lisboa: Quid Juris Sociedade, 2017.
- AZEVEDO, Maria Eduarda. *Temas de direito da economia*. 2. ed. Coimbra: Almedina, 2015.
- BASTOS, Sérgio Augusto Pereira; FORTUNATO, Graziela. Conversão de veículos flex para o gás natural: problema de escassez e contribuição à sustentabilidade. *Revista de Administração Mackenzie*, São Paulo, v. 15, p. 171-194, set./out. 2014.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2018*. London: BP, 2019a. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 20 jan. 2020.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy*. 67<sup>th</sup>. ed. 2018. London: Pureprint Group Limited, jun. 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2019.

BP. *BP Statistical Review of World Energy*. 68<sup>th</sup>. ed. London: Pureprint Group Limited, jun. 2019b. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2019.

BRANDÃO, António *et al.* Welfare effects of unbundling under different regulatory regimes in natural gas markets. *Portuguese Economic Journal*, Lisboa, v. 15, n. 2, p. 99-127, 2016.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018*. Rio de Janeiro: ANP, 2018a. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2018/anuario\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2018/anuario_2018.pdf). Acesso em: 20 jun. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019*. Rio de Janeiro: ANP, 2019a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>. Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Considerações sobre alguns aspectos do desenvolvimento da indústria do gás natural: contribuições para o aprimoramento do marco regulatório da indústria do gás natural*. Rio de Janeiro: ANP, maio 2017a.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Consulta Pública n.º 8, de 28 de fevereiro de 2019*. Objetivo: Obter subsídios e informações adicionais sobre o Edital de Chamada Pública para a contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural referente ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Rede de Transporte da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), em atendimento ao disposto na Lei n.º 11.909/2009. Rio de Janeiro: ANP, 2019b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/concluidas/5065-consulta-e-audiencia-publicas-n-8-2019>. Acesso em: 2 jul. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos*. Rio de Janeiro: ANP, nov. 2009a.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Imagens. Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural 2016*. Rio de Janeiro: ANP, 2019c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/cartograma-2-3.jpg>. Acesso em: 10 jun. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Rio de Janeiro: ANP, 2001a.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Movimentação, estocagem e comercialização de gás natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2019d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural>. Acesso em: 12 jun. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Parcela do preço referente ao transporte prevista no contrato de compra e venda de gás natural para fins de*

*registro do contrato da ANP*: cronograma de aplicação de metodologias de cálculo para alocação dos custos de transporte. Rio de Janeiro: ANP, ago. 2016a.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Portaria n.º 170, de 26 de novembro de 1998*. Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel. Rio de Janeiro: ANP, [1998]. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/1998/novembro&item=panp-170--1998>. Acesso em: 23 dez. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução n.º 35, de 13 de novembro de 2012*. Regulamenta o uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, [2012]. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2012/novembro&item=ranp-35--2012>. Acesso em: 15 mar. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução n.º 50, de 22 de setembro de 2011*. Estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais. Rio de Janeiro: ANP, [2011a]. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2011/setembro&item=ranp-50--2011>. Acesso em: 30 abr. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução n.º 52, de 2 de dezembro de 2015*. Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. Rio de Janeiro: ANP, [2015]. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/dezembro&item=ranp-52--2015>. Acesso em: 28 dez. 2019.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. *Nota Técnica n.º 005, de 19 de março de 2004*. Ato de Concentração n.º 08012.001015/2004-08, de interesse das empresas White Martins Gases Industriais Ltda., Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras e Petrobras Gás S.A. - Gaspetro. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. *Parecer Técnico*: Caso BG vs. TBG. Rio de Janeiro: ANP, 2001b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/mecgn/tgn/ag/rc/parecer-tbg-enersil.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. *Parecer Técnico*: Caso Enersil vs. TBG. Rio de Janeiro: ANP, 2000. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/mecgn/tgn/ag/rc/parecer-tecnico-bg-tbg.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. *Nota Técnica n.º 004, de 29 de junho de 2018*.

Desverticalização na indústria do gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2018b. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT\\_04\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT_04_2018.pdf). Acesso em: 20 jan. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. *Nota Técnica n.º 014, de 21 de setembro de 2018*. A promoção da concorrência na indústria de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2018c. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT\\_04\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT_04_2018.pdf). Acesso em: 20 jan. 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Tomada Pública de Contribuições n.º 6, de 5 de outubro de 2018*. Objetivo: Coletar contribuições, dados e informações sobre promoção da concorrência e desverticalização na indústria de gás natural, assim como o aumento da oferta de gás natural ao mercado. Rio de Janeiro: ANP, 2018d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/370-tomada-publica-de-contribicoes/4830-tomada-publica-de-contribicoes-n-6-2018>. Acesso em: 2 jul. 2019.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei n.º 6.407/2013*. Dispõe sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural e altera a Lei n.º 11.909, de 4 de março de 2009. Autor: Antonio Carlos Mendes Thame - PSDB/SP. Apresentação: 24/09/2013. Brasília, DF: Câmara dos Deputados, [2013]. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>. Acesso em: 20 jan. 2020.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Decisão no Processo Administrativo n.º 08012.011881/2007-41. Representante: Companhia de Gás de São Paulo - Comgás. Representados: Petróleo Brasileiro S.A., White Martins Gases Industriais Ltda. e GNL Gemini e Comercialização e Logística de Gás Ltda. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, Seção 1, n. 238, p. 37-38, 13 dez. 2016.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Decisão no Processo Administrativo n.º 08700.002600/2014-30. Representante: Companhia de Gás de São Paulo - Comgás. Representadas: Petróleo Brasileiro S.A. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, Seção 1, n. 118, p. 41-42, 21 jun. 2019e.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. *Voto do Conselheiro Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo no Processo Administrativo n.º 08012.002692/2002-73*. Acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil e cláusula de exclusividade. Representante: Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda. Representadas: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. e Petróleo Brasileiro S.A. Brasília, DF: CADE, 25 mar. 2009b. p. 582-597. Disponível em: [https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_documento\\_consulta\\_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQA8mpB9yNDBimMVKITknwhMRxY-NozpDQf6L9u1AsBSjejourCjgDrnXT9JtQmJU7wU3DG7kzTvc3N0zc6\\_TdRZwFYID-u](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQA8mpB9yNDBimMVKITknwhMRxY-NozpDQf6L9u1AsBSjejourCjgDrnXT9JtQmJU7wU3DG7kzTvc3N0zc6_TdRZwFYID-u). Acesso em: 13 abr. 2020.

BRASIL. [Constituição (1988)]. *Constituição da República Federativa do Brasil de 1988*. Brasília, DF: Presidência da República, [1988]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Constituicao/Constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm). Acesso em: 10 jun. 2019.

BRASIL. *Decreto-Lei n.º 395, de 29 de abril de 1938*. Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado em produzido no país, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Presidência da República, [1938]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Decreto-Lei/1937-1946/Del0395.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Decreto-Lei/1937-1946/Del0395.htm). Acesso em: 20 jun. 2019.

BRASIL. *Decreto n.º 7.382, de 2 de dezembro de 2010*. Regulamenta os capítulos I a VI e VIII da Lei 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o artigo 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Brasília, DF: Presidência da República, [2010]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm). Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. *Decreto n.º 9.616, de 17 de dezembro de 2018*. Altera o Decreto n.º 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei n.º 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Brasília, DF: Presidência da República, [2018e]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm). Acesso em: 25 jun. 2019.

BRASIL. *Emenda Constitucional n.º 5, de 15 de agosto de 1995*. Altera o § 2.º do artigo 25 da Constituição Federal. Brasília, DF: Câmara dos Deputados/Senado Federal, [1995a]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/CCIVIL\\_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc05.htm](http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc05.htm). Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. *Emenda Constitucional n.º 9, de 10 de novembro de 1995*. Dá nova redação ao art. 177, da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, DF: Câmara dos Deputados/Senado Federal, [1995b]. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/emecon/1995/emendaconstitucional-9-9-novembro-1995-354957-publicacaooriginal-1-pl.html>. Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. *Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953*. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Presidência da República, [1953]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L2004.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm). Acesso em: 20 jun. 2019.

BRASIL. *Lei n.º 8.031, de 12 de abril de 1990*. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [1990]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L8031.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm). Acesso em: 10 jun. 2019.

BRASIL. *Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995*. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [1995c]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm). Acesso em: 10 abr. 2020.

BRASIL. *Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [1997]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm). Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. *Lei n.º 11.909, de 4 de março de 2009*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [2009c]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm). Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. *Lei n.º 12.529, de 30 de novembro de 2011*. Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência; dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica; altera a Lei n.º 8.137, de 27 de dezembro de 1990, o Decreto-Lei n.º 3.689, de 3 de outubro de 1941 - Código de Processo Penal, e a Lei n.º 7.347, de 24 de julho de 1985; revoga dispositivos da Lei n.º 8.884, de 11 de junho de 1994, e a Lei n.º 9.781, de 19 de janeiro de 1999; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [2011b]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm). Acesso em: 3 set. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. *Nota Conjunta do Comitê Interministerial de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, de 8 de julho de 2019*. Brasília, DF: CNPE, 2019f. Disponível em: <http://www.economia.gov.br/central-de-conteudos/publicacoes/notas-tecnicas/2019/nota-tecnica-conjunta-rumo-novo-mercado-gas>. Acesso em: 15 jan. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. *Resolução n.º 10, de 14 de dezembro de 2016*. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências. Brasília, DF: CNPE, [2016b]. Disponível em: [http://www.lex.com.br/legis\\_27387350\\_RESOLUCAO\\_N\\_10\\_DE\\_14\\_DE\\_DEZEMBRO\\_D E\\_2016.aspx](http://www.lex.com.br/legis_27387350_RESOLUCAO_N_10_DE_14_DE_DEZEMBRO_D E_2016.aspx). Acesso em: 15 jan. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. *Resolução n.º 16, de 24 de junho de 2019*. Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências. Brasília, DF: CNPE, [2019g]. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_16\\_2019.pdf/2d2e22aa-b6d8-d939-4eab-826b117f560b](http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf/2d2e22aa-b6d8-d939-4eab-826b117f560b). Acesso em: 2 jul. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselhos e Comitês. *Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)*. Brasília, DF: MME, 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn>. Acesso em: 9 fev. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Consulta Pública n.º 20, de 3 de outubro de 2016. Gás para Crescer: Diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil*. Brasília, DF: MME, 2016c. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=e3e7d9ae-d684-4099-7e19-93be805a2973&groupId=36216](http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=e3e7d9ae-d684-4099-7e19-93be805a2973&groupId=36216). Acesso em: 23 jul. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília, DF: MME; EPE, 2018f.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília, DF: MME; EPE, 2007.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Informe MME: Comparações de preços de gás natural: Brasil e países selecionados*. Brasília, DF: MME, 18 abr. 2019h.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Relatório Gás para Crescer: Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural – CT-GN*. Brasília, DF: MME, 2017b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Relatório Técnico Gás para Crescer*. Brasília, DF: MME, out. 2016d. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/4dd1aa45-dc01-80c5-6408-e7d405ff2d36>. Acesso em: 23 jul. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Departamento de Gás Natural. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília, DF: MME, out. 2019i.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. *Ação Direta de Inconstitucionalidade n.º 5.624*. Número Único: 0062411-34.2016.1.00.0000. Origem: DF - Distrito Federal. Relator: Ministro Ricardo Lewandowski. Brasília, DF: STF, 2019j. Disponível em: <http://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=5093069>. Acesso em: 10 jan. 2020.

CAMACHO, Fernando Tavares. *A regulação da indústria de gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

CAMERON, Peter. *Competition in energy markets: Law and Regulation of the European Union*. 2<sup>nd</sup>. ed. New York: Oxford University, 2007.

CANOTILHO, José Joaquim Gomes. *Direito constitucional e Teoria da Constituição*. 7. ed. Coimbra: Almedina, 1997.

CASTRO, Marta Marques. *A liberalização do mercado energético e o papel das Entidades Reguladoras*. 2014. 147 f. Dissertação (Mestrado em Direito Público) – Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2014.

CAVALEIRO, João Quintela. *Gás natural: uma nova energia na mobilidade*. 2. ed. Lisboa: Nova Causa Edições Jurídicas, 2015.

CHAVES, Olga Pereira. *Estudo económico das energias renováveis: o caso português*. 2013. 114 f. Dissertação (Mestrado em Empreendedorismo e Internacionalização) – Instituto Superior de Contabilidade e Administração, Instituto Politécnico do Porto, Porto, 2013.

CNPE define diretrizes para venda das refinarias. *EPBR*, [S.l.], 9 maio 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/cnpe-define-diretrizes-para-venda-das-refinarias/>. Acesso em: 24 jun. 2019.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva*. Brasília, DF: CNI, 2014.

CORDEIRO, António Menezes. As privatizações e o direito privado: alguns aspectos com especial referência ao sector bancário. *Direito e Justiça*, Lisboa, v. 5, p. 71-89, 1991.

COSTA, Heloise Helena Lopes Maia da. *A regulação da indústria do gás natural no Brasil: fatos e desafios*. 2003. 148 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ANDREOLI, Anderson Bomfim; MUSARRA, Raíssa Moreira Lima Mendes. Principais aspectos da iniciativa Gás para Crescer e as perspectivas futuras para o setor de gás no Brasil: Novo Mercado do Gás. In: COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros (org.). *Estudos em homenagem ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019. p. 19-44.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ARAÚJO, Israel Lacerda de; MASCARENHAS, Karen. Regulação do transporte de gás natural. In: COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros (org.). *Estudos em homenagem ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019. p. 123-171.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; AREND, Louron; MUSARRA, Raíssa Moreira Lima Mendes. Aperfeiçoamento do marco legal na contratação de transporte de gás natural. In: COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros (org.). *Estudos em homenagem ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019. p. 93-122.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; TOMÉ, Fernanda Munari Caputo; MACHADO E SILVA, Isabela Morbach. Regulação de gás natural canalizado: Substituto ao Projeto de Lei n.º 6.407/2013 e o Novo Mercado de Gás. In: COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros (org.). *Estudos em homenagem ao Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019. p. 1-17.

COSTA, José Alves da. *Gás de Lisboa: da iluminação pública a gás na Lisboa romântica ao gás natural*. Lisboa: Lello Editores, 1996.

COUCELLO, Vasco. Àcerca do projecto português de gás natural. *Cadernos de Divulgação do Ministério da Indústria e Energia*, Queluz, n. 35, p. 9-33, 1995.

DIAS, Raquel Alexandra Guerra. *Uma nova realidade do mercado de gás natural: modelo e os processos*. 2010. 79 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Empresariais) – Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.

DIAS, Susana de Cintra Epaminondas Alves. *O regime jurídico da atividade de distribuição de gás natural em Portugal*. 2016. 97 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Jurídico-Financeiras) – Faculdade de Direito, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2016.



ESTORNINHO, Maria João. *Green public procurement: por uma contratação pública sustentável*. Lisboa: Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, 2012. Disponível em: [http://www.icjp.pt/sites/default/files/media/texto\\_prof\\_a\\_mje.pdf](http://www.icjp.pt/sites/default/files/media/texto_prof_a_mje.pdf). Acesso em: 20 jun. 2019.

FERREIRA, Marco Alexandre da Silva Capitão Costa. *Estado e economia: entre o mercado e a tecnocracia, onde fica a res publica?* 2014. 444 f. Dissertação (Doutorado em Ciências Jurídico-Econômicas) – Faculdade de Direito, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2014.

FERRER, Juan de la Cruz. *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico: modelos y análisis de la Ley 54/1997*. Madrid: Marcial Pons, 1999.

FORGIONI, Paula Andrea. *Direito concorrencial e restrições verticais*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2007.

FREIRE, Paula dos Reis Vaz. A obrigação de facultar o acesso a recursos produtivos essenciais no direito da concorrência. *Revista da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa*, Lisboa, v. XLIX, n. 102, p. 117-139, 2009.

FREIRE, Paula dos Reis Vaz. *Eficiência económica e restrições verticais: os argumentos de eficiência e as normas de defesa da concorrência*. Lisboa: Edição AAFDL, 2008a.

FREIRE, Paula dos Reis Vaz. O poder de compra e as restrições verticais determinadas pela procura. *Revista de Concorrência e Regulação*, Coimbra, ano II, n. 7-8, p. 43-62, jul./dez. 2012.

FREIRE, Paula dos Reis Vaz. Os fundamentos ordoliberais do direito europeu da concorrência. In: CORDEIRO, António Menezes Cordeiro; VASCONCELOS, Pedro Pais de; SILVA, Paula Costa e (coord.). *Estudos em honra do Professor Doutor José de Oliveira Ascensão*. Coimbra: Almedina, 2008b. v. II. p. 1791-1806.

FREITAS, Lourenço Vilhena de. *Direito administrativo da energia: introdução*. Lisboa: AAFDL, 2012.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS ENERGIA. *Cadernos FGV Energia Gás Natural*. Rio de Janeiro: FGV Energia, ano 1, n. 2, nov. 2014.

GASPAR, Pedro Portugal. As concessões de gás natural – em especial, a atividade de distribuição regional. *Revista Jurídica do Urbanismo e do Meio Ambiente*, Lisboa, n. 15-16, p. 215-257, jun./dez. 2001.

GOMES, Carla Amado (coord.). *O direito da energia em Portugal: cinco questões sobre “o estado da arte”*. Lisboa: Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito Universidade de Lisboa, mar. 2016.

GONÇALVES, Pedro. *Regulação, electricidade e telecomunicações: estudos de direito administrativo da regulação*. Coimbra: Coimbra Editora, 2008.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy policies of IEA countries: Portugal 2016 Review*. Paris: IEA, 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Oil Market Report: March 2020 Review*. Paris: IEA, 2020.

KEYNES, John Maynard. *A teoria geral do emprego, do juro e da moeda*. São Paulo: Nova Cultural, 1996.

LEAL, Catarina Mendes; RIBEIRO, José Manuel Félix. *Segurança energética europeia: o novo papel do Atlântico e do espaço lusófono*. Parede: Principia, 2017.

LEHFELD, Lucas de Souza. *Controles das Agências Reguladoras*. São Paulo: Atlas, 2008.

LOSS, Giovani Ribeiro. *A regulação setorial do gás natural*. Belo Horizonte: Fórum, 2007.

LURTON, Horace Harmon; SUPREME COURT OF THE UNITED STATES. *U.S. Reports: United States v. St. Louis Terminal*, 224 U.S. 383. 1912. Periodical. Disponível em: [www.loc.gov/item/usrep224383](http://www.loc.gov/item/usrep224383). Acesso em: 30 de abril de 2020.

MAC KINNON, Michael A.; BROUWER, Jacob; SAMUELSEN, Scott. The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration. *Progress in Energy and Combustion Science*, Amsterdam, v. 64, p. 62-92, 2018.

MACHADO, Michelle Marques. *Regulação, direito e incertezas: o caso da indústria brasileira de gás natural*. 2008. 327 f. Dissertação (Mestrado em Filosofia e Teoria Geral do Direito) – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. *Agências Reguladoras Independentes: fundamentos e seu regime jurídico*. Belo Horizonte: Fórum, 2005.

MARQUES, Maria Manuel Leitão; MOREIRA, Vital. *A mão visível: mercado e regulação*. Coimbra: Almedina, 2008.

MARTÍNEZ, Pedro Soares. *Economia política*. 11. ed. Coimbra: Almedina, 2017.

MATHIAS, Melissa Cristina. Regulação da atividade dutoviária: a regulamentação da indústria de gás natural. In: RIO PIPELINE, 24-26 set. 2013, Rio de Janeiro. *Apresentação* [...]. Rio de Janeiro: ANP, 2013.

MATOS, Ana Cardoso de. A indústria do gás em Lisboa: uma área de confluência de várias abordagens temáticas. *Penélope*, Oeiras, n. 29, p. 109-129, 2003.

MATOS, Pedro Manuel da Assunção. *A dependência europeia do gás natural*. 2008. 97 f. Dissertação (Mestrado em Economia, Política da Energia e do Ambiente) – Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2008.

MELO FILHO, Murilo. *A história do gás: do Rio de Janeiro para o Brasil*. Rio de Janeiro: CEG, 2005.

MELO, Pedro. Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal. In: MELO, Pedro *et al.* *Estudos sobre energia: petróleo e gás natural*. Coimbra, Almedina, 2004. p. 73-101.

MERCADO IBÉRICO DEL GAS. *Mercados de gas*. Madrid, 2019. Disponível em: <http://www.mibgas.es/mercados-de-gas>. Acesso em: 3 dez. 2019.

MIRANDA, João. O regime jurídico de acesso às actividades de produção e de comercialização no sector energético nacional. In: MIRANDA, Jorge; GOMES, Carla Gomes (coord.). *Temas de direito da energia*. Lisboa: Almedina, 2008. p. 119-138.

MORAES, Alexandre de. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural. *Fórum Administrativo*, Belo Horizonte, v. 2, n. 13, p. 312-318, mar. 2002.

MORAIS, Filipe Bello de. *O mercado de gás natural: diversificação em contexto de mercado liberalizado*. 2005. 156 f. Dissertação (Mestrado em Gestão e Estratégia Industrial) – Instituto Superior de Economia e Gestão, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2005.

MOREIRA NETO, Diogo de Figueiredo. *Curso de direito administrativo: parte introdutória, parte geral e parte especial*. 16. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2014.

MOREIRA, Vital. *Auto-regulação profissional e Administração Pública*. Coimbra: Coimbra Editora, 1997.

MOREIRA, Vital. Serviço público e concorrência: a regulação do sector elétrico. In: NUNES, António José Avelãs. *Os caminhos da privatização da Administração Pública*. Coimbra: Coimbra Editora, 2001. p. 223-247.

MOREIRA, Vital; MAÇÃS, Maria Fernanda. *Autoridades Reguladoras Independentes: estudo e projecto de lei-quadro*. Coimbra: Coimbra Editora, 2009.

NARCISO FILHO, Nelson. A ANP e a regulação da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, maio 2008. [Apresentação].

NESTER, Alexandre Wagner. *Regulação e concorrência (compartilhamento de infra-estruturas e redes)*. São Paulo: Dialética, 2006.

NORTH, Douglass C. *Instituições, mudança institucional e desempenho econômico*. Tradução de Alexandre Morales. São Paulo: Três Estrelas, 2018.

NUNES, Fernanda. Petrobras faz a maior descoberta desde o Pré-Sal em Sergipe e Alagoas. *Estadão*, São Paulo, 16 jun. 2019. Disponível em: [https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-faz-a-maior-descoberta-desde-o-pre-sal-em-sergipe-e-alagoas,70002874821?utm\\_source=Comece+seu+dia+bem-informado&utm\\_campaign=30bb3af074-&utm\\_medium=email&utm\\_term=0\\_5931171aac-30bb3af074-185719369](https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-faz-a-maior-descoberta-desde-o-pre-sal-em-sergipe-e-alagoas,70002874821?utm_source=Comece+seu+dia+bem-informado&utm_campaign=30bb3af074-&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-30bb3af074-185719369). Acesso em: 2 jul. 2019.

NUNES, Rui. Do Médio Oriente à Ásia Central: o gás natural. *Janus: Anuário de Relações Exteriores*, Lisboa, p. 162-163, 2003.

OIL PRICE. *Oil & Energy News*. London, 2020. Disponível em: <https://oilprice.com/>. Acesso em: 30 abr. 2020.

OLIVEIRA, Manuel Ferreira de. O mercado de gás natural: desafios e oportunidades para a Europa e para Portugal. *Europa: Novas Fronteiras*, São João do Estoril, n. 22, p. 60-75, jan./jun. 2008.

OSÓRIO, Fábio Medina. *Direito administrativo sancionador*. 2. ed. São Paulo: RT, 2005.

PEDROSA, Oswaldo; CORRÊA, Antônio. A crise do petróleo e os desafios do Pré-Sal. *Boletim de Conjuntura do Setor Energético FGV Energia*, Rio de Janeiro, v. 2, p. 4-14, fev. 2016.

PENA, Rui Eduardo Ferreira Rodrigues. *O novo regime jurídico do gás natural*. 2014. 48 f. Dissertação (Mestrado em Direito Administrativo) – Faculdade de Direito, Universidade Católica Portuguesa, Lisboa, 2014.

PENA, Rui Eduardo Ferreira Rodrigues; PACHECO, Mónica Carneiro; APOLINÁRIO, Marisa. *Legislação do sector energético: sector de gás natural, lei de bases comentada*. Coimbra: Almedina, 2008. v. I.

PEREIRA, Luís Filipe. Financiamento e estratégia do projecto de introdução do gás natural em Portugal. *Cadernos de Divulgação do Ministério da Indústria e Energia*, Queluz, n. 34, p. 9-20, 1995.

PEREIRA, Luiz Carlos Bresser. O carácter cíclico da intervenção estatal. *Revista de Economia Política*, São Paulo, v. 9, n. 3, 1988.

PETROBRAS pode ficar com apenas 37,5% da BR Distribuidora. **Portal G1**, Rio de Janeiro, 24 jul. 2019. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/07/24/petrobras-pode-ficar-com-apenas-375percent-da-br-distribuidora.ghtml>. Acesso em: 30 abr. 2020.

PITOFISKY, Robert; PATTERSON, Donna; HOOKS, Jonathan. The Essential Facilities Doctrine under United States Antitrust Law. *Antitrust Law Journal*, Washington, DC, n. 70, p. 443-462, 2002. Disponível em: <https://scholarship.law.georgetown.edu/facpub/346>. Acesso em: 15 abr. 2020.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei de Revisão Constitucional n.º 1/89, de 8 de julho*. Segunda revisão da Constituição. Lisboa: Assembleia da República, [1989a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/496551>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 11/90, de 5 abril*. Lei Quadro das Privatizações. Lisboa: Assembleia da República, [1990a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/332183>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 12/2017, de 2 de maio*. Primeira alteração à lei-quadro das entidades reguladoras e à Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, que a aprova. Lisboa: Assembleia da República, [2017a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/106955049>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 46/77, de 8 de julho*. Veda a empresas privadas e outras entidades da mesma natureza a actividade económica em determinados sectores. Lisboa: Assembleia da República, [1977]. Disponível em: <https://dre.tretas.org/dre/34116/lei-46-77-de-8-de-julho>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto*. Lei-quadro das entidades administrativas independentes com funções de regulação da atividade económica dos setores privado, público e cooperativo. Lisboa: Assembleia da República, [2013a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/499499>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro*. Orçamento do Estado para 2019. Lisboa: Assembleia da República, [2018a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/117537583>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 84/88, de 20 de julho*. Transformação das empresas públicas em sociedades anónimas. Lisboa: Assembleia da República, [1988]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/372781>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Assembleia da República. *Lei n.º 88-A/97, de 25 de julho*. Regula o acesso da iniciativa económica privada a determinadas actividades económicas. Lisboa: Assembleia da República, [1997]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/243731>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Autoridade da Concorrência. *Inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais, outubro de 2017*. Lisboa: Autoridade da Concorrência, [2017b]. Disponível em: [http://www.concorrenca.pt/vPT/Estudos\\_e\\_Publicacoes/Estudos\\_Economicos/Energia\\_e\\_Combustiveis/Documents/Relat%C3%B3rio%20Inqu%C3%A9rito%20G%C3%A1s%20Natural.pdf](http://www.concorrenca.pt/vPT/Estudos_e_Publicacoes/Estudos_Economicos/Energia_e_Combustiveis/Documents/Relat%C3%B3rio%20Inqu%C3%A9rito%20G%C3%A1s%20Natural.pdf). Acesso em: 27 abr. 2020.

PORTUGAL. [Constituição]. *Constituição da República Portuguesa*: promulgada em 25 de abril de 1976. 5. ed. Coimbra: Almedina, 2018b.

PORTUGAL. Direção-Geral de Energia e Geologia. *Balanço Energético Sintético 2018*. Lisboa: DGEG, jun. 2019a.

PORTUGAL. Direção-Geral de Energia e Geologia. *Estatísticas Rápidas*, Lisboa, n. 170, ago. 2019b.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *A ERSE*. Lisboa: ERSE, 2019c. Disponível em: <https://www.erse.pt/institucional/erse/a-erse/>. Acesso em: 6 ago. 2019.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *A regulação da energia em Portugal 2007-2017*. Lisboa: ERSE, 2016a.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Boletim da ERSE: Liberalização do Mercado de Gás Natural*. Lisboa: ERSE, jun. 2019d. Disponível em: [https://www.erse.pt/media/ojfc1kdc/201906\\_ml\\_gas\\_resinf\\_.pdf](https://www.erse.pt/media/ojfc1kdc/201906_ml_gas_resinf_.pdf). Acesso em: 20 jul. 2019.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Boletim da ERSE: Mercado Liberalizado de Gás*. Lisboa: ERSE, maio 2018c. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/InfoMercadoLiberalizado/Documents/201805\\_ML\\_gas\\_ResInf.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/InfoMercadoLiberalizado/Documents/201805_ML_gas_ResInf.pdf). Acesso em: 13 jul. 2019.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Despacho n.º 19.624-A/2006, de 25 de setembro*. Lisboa: ERSE, set. 2006a. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/1846630>. Acesso em: 10 ago. 2019.

PORTUGAL. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio*. Aprovação do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural. Lisboa: ERSE, [2016b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/74385179>. Acesso em: 10 ago. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia. *Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de fevereiro*. Aprova a importação e transporte de gás natural liquefeito e estabelece o regime de licença para a distribuição e fornecimento de gás natural em regime de serviço público em zonas não abrangidas pela concessão de distribuição regional, alterando a redacção do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro. Lisboa: Ministério da Economia, [2000]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/402091>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia. *Decreto-Lei n.º 14/2001, de 21 de janeiro*. Transpõe a Directiva n.º 98/30/CE, de 22 de Junho, relativa às regras comuns para a liberalização do mercado de gás natural. Lisboa: Ministério da Economia, [2001]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/313619>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia. *Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril*. Transforma a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e aprova os respectivos Estatutos. Lisboa: Ministério da Economia, [2002]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/303200>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e da Inovação. *Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro*. Estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, e à organização dos mercados de gás natural, transpondo, parcialmente, para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de Junho. Lisboa: Ministério da Economia e da Inovação, [2006b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/683858>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e da Inovação. *Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho*. Desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, estabelecendo os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das actividades de transporte, armazenamento subterrâneo, recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural, cujas bases são publicadas em anexo. Regula também a organização dos mercados de gás natural e procede ao completamento da transposição da Directiva n.º 2003/55/CE (EUR-Lex), do Parlamento

Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, iniciada com o citado Decreto-Lei 30/2006, bem como à transposição da Directiva n.º 2004/67/CE (EUR-Lex) de 26 de Abril. Lisboa: Ministério da Economia e da Inovação, [2006c]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/539238>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e do Emprego. *Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho*. Procede à terceira alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, com vista a completar a transposição das Diretivas n.ºs 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, respetivamente, e revogam as Diretivas n.ºs 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003. Lisboa: Ministério da Economia e do Emprego, [2013b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/497411>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e do Emprego. *Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro*. Procede à segunda alteração aos estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, transpondo as Diretivas n.ºs 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelecem as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, respetivamente, e revogam as Diretivas n.ºs 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho. Lisboa: Ministério da Economia e do Emprego, [2012a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/175526>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e do Emprego. *Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro*. Procede à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como ao exercício das atividades de receção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, e à organização dos mercados de gás natural. Lisboa: Ministério da Economia e do Emprego, [2012b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/192436>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Economia e do Emprego. *Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro*. Procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de transporte, armazenamento subterrâneo, receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural. Lisboa: Ministério da Economia e do Emprego, [2012c]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/192437>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de janeiro*. Aprova as bases de concessão, em regime de serviço público, e construção das respectivas infra-estruturas, de redes de distribuição de gás natural. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1991]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/495569>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho*. Cria a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1995]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/484669>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 195/94, de 19 de julho*. Cria o Programa Energia. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1994]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/299449>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 226/89, de 7 de julho*. Transforma a Petroquímica e Gás de Portugal, E.P., em sociedade anónima de capitais maioritariamente públicos e publica em anexo os estatutos da GDP-Gás de Portugal, S.A. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1989b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/619623>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de julho*. Estabelece os princípios a que deve obedecer o projecto, a construção, a exploração e a manutenção do sistema de abastecimento dos gases combustíveis canalizados. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1990b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/575770>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 274-A/93, de 4 de agosto*. Altera o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro e aprova o regime do serviço público de importação de gás natural liquefeito e gás natural, da recepção, armazenagem e tratamento do gás natural liquefeito, da produção de gás natural e dos seus gases de substituição e do seu transporte e distribuição. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1993a]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/217371>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 274-B/93, de 4 de agosto*. Define o regime jurídico do procedimento de ajuste directo a que obedece a adjudicação da concessão da exploração do serviço público da importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1993b]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/217372>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de agosto*. Aprova as bases da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1993c]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/217373>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 284/90, de 18 de setembro*. Estabelece o regulamento do concurso para adjudicação da construção e concessão da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural (GN). Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1990c]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/557626>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério da Indústria e Energia. *Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro*. Aprova o regime do serviço público de importação de gás natural liquefeito e gás natural, da recepção, armazenagem e tratamento do gás natural liquefeito, da produção de gás natural e dos seus gases de substituição e do seu transporte e distribuição. Lisboa: Ministério da Indústria e Energia, [1989c]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/549405>. Acesso em: 18 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério das Finanças. *Decreto-Lei n.º 558/99, de 17 de dezembro*. Estabelece o regime jurídico do sector empresarial do Estado e das empresas públicas. Lisboa:



Ministério das Finanças, [1999]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/655312>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério das Finanças. Secretaria de Estado do Planeamento. *Decreto-Lei n.º 260/76, de 8 de abril*. Estabelece as bases gerais das empresas públicas. Lisboa: Secretaria de Estado do Planeamento, [1976]. Disponível em: <https://dre.pt/home/-/dre/502786/details/maximized>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Ministério das Finanças e do Plano. *Decreto n.º 29/84, de 20 de janeiro*. Altera o Decreto-Lei 260/76, de 8 de Abril, que estabelece as bases gerais das empresas públicas. Lisboa: Ministério das Finanças e do Plano, [1984]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/659899>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Portal do Governo. Direção-Geral de Energia e Geologia. *Pesquisa*. Lisboa, 2019e. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt/>. Acesso em: 14 jan. 2020.

PORTUGAL. Presidência do Conselho de Ministros. *Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto*. Procede à reestruturação da Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, E. P. E., da Direção-Geral de Energia e Geologia e do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P. Lisboa: Presidência do Conselho de Ministros, [2018d]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/116165764>. Acesso em: 3 set. 2019.

PORTUGAL. Presidência do Conselho de Ministros. *Resolução do Conselho de Ministros n.º 14/93, de 6 de março*. Revoga a adjudicação da concessão feita ao consorcio formado pelas empresas Gdp-Gof-Total-Ruhrgas-Faf- Quintas & Quintas através da Resolução do Conselho de Ministros 2/92, de 9 de janeiro, declarando encerrado o concurso público para atribuição da concessão de exploração, em regime de serviço público, do terminal de gás liquefeito (GNL) e gasoduto de gás natural (GN), bem como da construção das respectivas infra-estruturas. Lisboa: Presidência do Conselho de Ministros, [1993d]. Disponível em: <https://dre.tretas.org/dre/49176/resolucao-do-conselho-de-ministros-14-93-de-6-de-marco>. Acesso em: 6 ago. 2019.

PORTUGAL. Presidência do Conselho de Ministros. *Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de junho*. Autoriza a REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A., a proceder à constituição de novas sociedades, cujo objecto visa assegurar o exercício das concessões do serviço público de transporte de gás natural em alta pressão, de armazenamento subterrâneo de gás natural e de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural na forma liquefeita, no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural. Lisboa: Presidência do Conselho de Ministros, [2006d]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/357128>. Acesso em: 6 ago. 2019.

PORTUGAL. Presidência do Conselho de Ministros. *Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98, de 23 de dezembro*. Aprova medidas de carácter prioritário no sector energético, no atinente ao abastecimento do gás natural – seleção de localização e posterior implantação do terminal de GNL –, e à expansão do sistema eletroprodutor, no sentido da sua compatibilização e articulação. Atribui à TRANSGÁS-Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. e à Direção-Geral de Energia, no âmbito da respectiva área, competências relativas a esta matéria. Lisboa: Presidência do Conselho de Ministros, [1998]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/186281>. Acesso em: 6 ago. 2019.

PORTUGAL. Presidência do Conselho de Ministros. *Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro*. Aprova a estratégia nacional para a energia. Lisboa: Presidência do Conselho de Ministros, [2005]. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/595312>. Acesso em: 6 ago. 2019.

PULIDO, João Garcia. GNL: o mercado no século XXI. In: MELO, Pedro *et al.* *Estudos sobre energia: petróleo e gás natural*. Coimbra: Almedina, 2004. p. 131-142.

RAFAEL, João Miguel Chaves. *A estratégia energética da Rússia: o caso do gás natural nas relações com a Europa*. 2012. 146 f. Dissertação (Mestrado em Estratégia) – Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2012.

RAMOS, Rui Manuel Moura; GOMES, Inês Pedreiro. A eficiência energética no contexto da União da Energia. In: SILVA, Suzana Tavares da (org.). *Direito da eficiência energética*. Coimbra: Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2017. p. 25-54.

REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS. *Rede de transporte, infraestruturas de armazenamento e Terminais de GNL em Portugal 2013*. Lisboa: REN, 2013. Disponível em: <https://www.ren.pt/>. Acesso em: 20 fev. 2020.

RESEARCH GATE. *Natural gas pipelines and LNG terminals in Europe*. [S.l.], 2019. Disponível em: [https://www.researchgate.net/figure/Gas-pipeline-network-in-Europe-2\\_fig1\\_275828182](https://www.researchgate.net/figure/Gas-pipeline-network-in-Europe-2_fig1_275828182). Acesso em: 29 abr. 2019.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Direito concorrencial: as condutas*. 1. ed. 2. tir. São Paulo: Malheiros, 2007a.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Direito concorrencial: as estruturas*. 3. ed. São Paulo: Malheiros, 2007b.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Regulação da atividade econômica (princípios e fundamentos jurídicos)*. 2. ed. São Paulo: Malheiros, 2008.

SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. *Regulação e concorrência nos setores de infraestrutura: análise do caso brasileiro à luz da jurisprudência do CADE*. 2012. 437 f. Tese (Doutorado em Filosofia e Teoria Geral do Direito) – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

SANTOS, António Carlos dos; GONÇALVES, Maria Eduarda; MARQUES, Maria Manuel Leitão. *Direito económico*. 7. ed. Coimbra: Almedina, 2014.

SANTOS, Filipe Matias. O comercializador de último recurso. *Revista de Concorrência e Regulação*, Coimbra, ano V, n. 18, p. 89-115, abr./jun. 2014.

SANTOS, Maura Santana Capoulas. *Contributos para a compreensão do “unbundling” no quadro regulatório da contribuição do mercado interno da electricidade e do gás natural*. 2012. 63 f. Dissertação (Mestrado em Direito Administrativo) – Faculdade de Direito, Universidade Católica de Lisboa, Lisboa, 2012.

SANTOS, Michelle Manaia. *Regulação descentralizada: um estudo à luz dos setores de energia e gás natural*. 2014. 128 f. Dissertação (Mestrado em Direito Econômico e Financeiro) – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

SERKIN, Christopher; VANDENBERGH, Michael P. Prospective grandfathering: anticipating the energy transition problem. *Minnesota Law Review*, South Minneapolis, v. 102, p. 1019-1076, 2017. Disponível em: [https://www.minnesotalawreview.org/wp-content/uploads/2018/02/SerkinVandenbergh\\_MLR.pdf](https://www.minnesotalawreview.org/wp-content/uploads/2018/02/SerkinVandenbergh_MLR.pdf). Acesso em: 20 jun. 2019.

SILVA, Suzana Tavares da (org.). *Direito da eficiência energética*. Coimbra: Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2017.

SILVA, Suzana Tavares da. *Direita da energia*. Coimbra: Coimbra Editora, 2011.

STIGLITZ, Joseph E.; ROSEGARD, Jay K. *Economics of the public sector*. 4<sup>th</sup>. ed. New York: W. W. Norton & Company, Inc., 2015.

SUSLICK, Saul B. *et al. Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Komedi, 2001.

TBG. *Quem somos*. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: [http://www.tbg.com.br/pt\\_br/a-tbg/perfil.htm](http://www.tbg.com.br/pt_br/a-tbg/perfil.htm). Acesso em: 29 jul. 2019.

TEIXEIRA, João Pedro Braga. *Gás natural: o energético mais competitivo*. Rio de Janeiro: PoD, 2015.

UDAETA, Miguel Edgar Morales *et al. Fundamentos e introdução à cadeia produtiva do gás natural*. São Paulo: EDUSP, 2010.

UNIÃO EUROPEIA. Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia. *Agência*. Liubliana, 2019a. Disponível em: <http://acer.europa.eu/pt>. Acesso em: 5 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Comunicação COM (2006) 847 final, de 10 de janeiro de 2007: Rumo a um Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas {SEC (2007) 12}*. Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [2007a]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0847&from=EN>. Acesso em: 20 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Comunicação COM (2006) 851 final, de 10 de janeiro de 2007: Inquérito nos termos do artigo 17.º do Regulamento (CE) n.º 1/2003 sobre os sectores europeus do gás e da electricidade (relatório final) {SEC(2006) 1724}*. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [2007b]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2006/PT/1-2006-851-PT-F1-1.Pdf>. Acesso em: 20 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Comunicação COM (2007) 1 final, de 10 de janeiro de 2007: Uma política da energia para a Europa*. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [2007c]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:l27067&from=PT>. Acesso em: 20 jun. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. Decisão n.º 94/366/PESC do Conselho, de 13 de junho de 1994. Relativa à posição comum definida pelo Conselho com base no artigo J.2 do Tratado da União Europeia, respeitante à proibição de deferimento dos pedidos a que se refere o n.º 9 da Resolução n.º 757 (1992) do Conselho de Segurança da Organização das Nações Unidas. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 165, p. 1, 1º jul. 1994. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:31994D0366&from=EN>. Acesso em: 10 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Livro Verde “Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura”*: SEC (2006) 317, de 8 de março de 2006. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [2006a]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0105&from=PT>. Acesso em: 20 jun. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Livro Verde “Os contratos públicos na União Europeia: pistas de reflexão para o futuro”* COM (96) 583 final, de 27 de novembro de 1996. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [1996]. Disponível em: [http://europa.eu/documents/comm/green\\_papers/pdf/com-96-583\\_pt.pdf](http://europa.eu/documents/comm/green_papers/pdf/com-96-583_pt.pdf). Acesso: 29 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Livro Verde sobre a Eficiência Energética ou “Fazer mais com menos”*: COM (2005) 265 final, de 22 de junho de 2005. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, [2005]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:52005DC0265>. Acesso em: 3 jun. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão das Comunidades Europeias. *Relatório SEC (2001) 1957/1, de 3 de dezembro de 2001*: Commission Staff Working Paper: First report on implementation of the internal electricity and gas market. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, 2001. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/?fuseaction=list&coteId=2&year=2001&number=1957&version=ALL&language=pt>. Acesso em 3 set. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. *Comunicação COM (2016) 860 final, de 30 de novembro de 2016*: Energias limpas para todos os europeus. Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento. Bruxelas: Comissão Europeia, [2016]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PT/COM-2016-860-F1-PT-MAIN-PART-1.PDF>. Acesso em: 20 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. *Comunicação COM (2017) 660 final 2017/0294 (COD), de 8 de novembro de 2017*: Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural. Bruxelas: Comissão Europeia, [2017]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/PT/COM-2017-660-F1-PT-MAIN-PART-1.PDF>. Acesso em: 20 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. Decisão da Comissão, de 8 de julho de 2009, relativa a um processo nos termos do 81.º do Tratado da CE (Processo COMP/39.401 – E.ON/GDF). *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. C 248, p. 5-6, 16 out. [2009a].

Disponível em: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52009XC1016\(01\)&from=PT](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52009XC1016(01)&from=PT). Acesso em: 17 abr. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. Decisão da Comissão, de 18 de março de 2009, relativa a um processo nos termos do 82.º do Tratado da CE (Processo COMP/39.402 – RWE Gas Foreclosure). *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, 12 jun. [2009b]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39402/39402\\_576\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_3.pdf). Acesso em: 17 abr. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. *Decisão da Comissão, de 29 de setembro de 2010, relativa a um processo nos termos do artigo 102 do Tratado de Funcionamento da União Europeia (“TFEU”) e artigo 54 do Acordo da EEA (Caso COMP/39.315 – ENI)*. Bruxelas: Comissão Europeia, [2010]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39402/39402\\_576\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_3.pdf). Acesso em: 17 abr. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Comissão Europeia. *Infringement - Internal energy market: Commission refers Germany and Hungary to the Court of Justice of the EU for failure to fully comply with the Third Energy Package*. Bruxelas, 19 jul. 2018. Disponível em: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP\\_18\\_4487](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP_18_4487). Acesso em: 10 jan. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 68/414/CEE do Conselho, de 20 de dezembro de 1968. Obriga os Estados-Membros da CEE a manterem um nível mínimo de existência de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 308, p. 14-16, 23 dez. 1968. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31968L0414>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 90/377/CEE do Conselho, de 29 de junho de 1990. Estabelece um processo comunitário que assegura a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e electricidade. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 185, p. 16-24, 17 jul. 1990. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31990L0377>. Acesso em: 3 set. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 91/296/CEE do Conselho, de 31 de maio de 1991. Relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 147, p. 37-40, 12 jun. 1991. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pt/TXT/?uri=CELEX%3A31991L0296>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 93/38/CEE do Conselho, de 14 de junho de 1993. Relativa à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 199, p. 84-138, 9 ago. 1993. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31993L0038>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996. Estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 27, p. 20-29, 30 jan. 1997. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=PT>. Acesso em: 12 ago. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho de 1998. Relativa a regras comuns para o mercado do gás natural. *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, Bruxelas, n. L 204, p. 1-12, 21 jul. 1998. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31998L0030>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003. Estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva n.º 96/92/CE - Declarações relativas às actividades de desmantelamento e gestão dos resíduos. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 176, p. 37-56, 15 jul. 2003a. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0054>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003. Estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 98/30/CE. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 176, p. 57-78, 15 jul. 2003b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EN>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004. Relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 134, p. 1-113, 30 abr. 2004a. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX%3A32004L0017>. Acesso em: 20 fev. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2004/18/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004. Relativa à coordenação dos processos de adjudicação dos contratos de empreitada de obras públicas, dos contratos públicos de fornecimento e dos contratos públicos de serviços. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 134, p. 114-240, 30 abr. 2004b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32004L0018>. Acesso em: 10 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006. Relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos e que revoga a Directiva n.º 93/76/CEE do Conselho. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 114, p. 64-85, 27 abr. 2006b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006L0032&from=EN>. Acesso em: 3 set. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 2003/55/CE. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 211, p. 94-136, 14 ago. 2009c. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=PT>. Acesso em: 3 set. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Directiva n.º 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012. Relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Diretivas 2004/8/CE e 2006/32/CE. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 315, p. 1-56, 14 nov. 2012a. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=PT>.

lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=pt . Acesso em: 2 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva n.º 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019. Altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 117, p. 1-7, 3 maio 2019b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0692>. Acesso em: 3 set. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Parlamento Europeu. *Tratado EURATOM*. Bruxelas, 2019c. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/about-parliament/pt/in-the-past/the-parliament-and-the-treaties/euratom-treaty>. Acesso em: 29 abr. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento n.º 663/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Estabelece um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projectos no domínio da energia para o relançamento da economia. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 200, p. 31-45, 31 jul. 2009d. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0663&from=EN>. Acesso em: 2 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Institui a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. L 211, p. 1-14, 14 ago. 2009e. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EN>. Acesso em: 2 jul. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia. *Jornal Oficial da União Europeia*, Bruxelas, n. C 326, p. 47-390, 26 out. 2012b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=PT>. Acesso em: 29 abr. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Tribunal de Justiça da União Europeia. *Acórdão dos Processos apensos 6/73 e 7/73*. Luxemburgo, 6 mar. 1974. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:61973CJ0006&from=PT>. Acesso em: 20 abr. 2020.

UNIÃO EUROPEIA. Tribunal de Justiça da União Europeia. *Acórdão do Processo C-280/00*. Luxemburgo, 24 jul. 2003c. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:62000CJ0280&from=EN>. . Acesso em: 20 ago. 2019.

UNIÃO EUROPEIA. Tribunal de Justiça da União Europeia. *Acórdão do Processo C-513/99*. Luxemburgo, 17 set. 2002b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:61999CJ0513:PT:PDF>. Acesso em: 20 ago. 2019.

ZHANG, Xiachun *et al.* Climate benefits of natural gas a bridge fuel and potential delay of near-zero energy systems. *Applied Energy*, Amsterdam, v. 167(C), p. 317-322, 2016.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>16</b>
<b>2 BREVE HISTÓRIA DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL COMO FONTE DE ENERGIA .....</b>	<b>19</b>
2.1 A inserção do gás natural nos mercados europeu e português .....	20
2.2 A inclusão do gás natural no mercado brasileiro .....	28
2.3 O gás natural como energia sustentável e os seus desafios no futuro.....	33
<b>3 A CRISE DA INTERVENÇÃO DO ESTADO NO FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS.....</b>	<b>42</b>
3.1 O Estado Keynesiano e o nascimento do <i>Welfare State</i> .....	42
3.2 Os anos de 1970 e a crise do Estado Intervencionista.....	46
3.3 A mudança do papel do Estado e o surgimento do Estado Regulador .....	48
3.4 O Estado e a regulação do gás natural.....	53
<b>4 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA UNIÃO EUROPEIA .....</b>	<b>65</b>
4.1 Enquadramento legal da introdução do gás natural na União Europeia .....	65
4.2 A liberalização do setor e a separação das atividades na indústria do gás natural ( <i>unbundling</i> ).....	67
4.3 Os reflexos concorrenciais da reorganização do transporte de gás natural.....	80
4.4 Atuais regulações do setor de gás natural.....	83
<b>5 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL.....</b>	<b>87</b>
5.1 Panorama econômico até as nacionalizações das empresas em Portugal .....	87
5.2 Das nacionalizações até o início das privatizações do setor de gás natural .....	88
5.3 A reforma dos setores empresariais até as privatizações em 1999 .....	91
5.4 A reforma da atividade de gás natural em Portugal.....	95
5.4.1 O direito de acesso a terceiros ( <i>third party access</i> ).....	103



5.5 O cenário atual do gás natural e o seu crescimento em Portugal .....	105
<b>6 A REGULAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....</b>	<b>110</b>
6.1 Panorama econômico do Brasil até a desestatização das empresas públicas .....	110
6.2 A Lei do Gás e a regulação da atividade de transporte no Brasil.....	117
6.3 A participação monopolista da Petrobras no setor produtivo e os problemas concorrenciais .....	120
6.3.1 O abuso da posição dominante da Petrobras e o TCC firmado com o CADE.....	125
6.4 O “Gás para Crescer” e as propostas de desverticalização do setor de transporte de gás natural.....	127
6.5 O Novo Mercado de Gás e as propostas de separação do transporte de gás natural .....	131
6.6 O Decreto n.º 9.616, de 17 de dezembro de 2018, e os reflexos na implementação do <i>unbundling</i> no transporte de gás natural no Brasil .....	138
<b>7 PROBLEMAS CONCORRENCIAIS DE ACESSO AOS GASODUTOS EM PORTUGAL E NO BRASIL .....</b>	<b>140</b>
7.1 Integração vertical nas indústrias de rede .....	140
7.1.1 Self-dealing.....	144
7.2 A dificuldade de acesso às <i>essential facilities</i> .....	145
7.3 Condutas anticoncorrenciais e abusivas verificadas nas empresas dominantes no setor de gás natural.....	151
7.4 Medidas legais e infralegais adotadas em Portugal e no Brasil para a implementação da desverticalização setorial.....	159
<b>8 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>164</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>168</b>